Anne Labouret
Michel Villoz

Énergie solaire photovoltaïque

4e édition

Préface de Jean-Louis Bal

Copyright © 2009 Dunod.





DUNOD

Ouvrage publié avec le concours de l'Ademe

Ce pictogramme mérite une explication. Son objet est d'alerter le lecteur sur la menace que représente pour l'avenir de l'écrit, particulièrement dans le domaine de l'édition technique et universitaire, le développement massif du **photocopillage**.

Le Code de la propriété intellectuelle du 1er juillet 1992 interdit en effet expressément la photocopie à usage collectif sans autorisation des ayants droit. Or, cette pratique s'est généralisée dans les établissements d'enseignement supérieur, provoquant une baisse brutale des achats de livres et de revues, au point que la possibilité même pour les auteurs de créer des œuvres nouvelles et de les faire éditer correctement est aujourd'hui menacée.

Nous rappelons donc que toute reproduction, partielle ou totale, de la présente publication est interdite sans autorisation du Centre français d'exploitation du droit de copie (**CFC**, 20 rue des Grands-Augustins, 75006 Paris).

DANGER

LE PHOTOCOPILLAGE TUE LE LIVRE

© Dunod, Paris, 2009
978-2-10-054542-1

Toute représentation ou reproduction intégrale ou partielle faite sans le consentement de l'auteur ou de ses ayants droit ou ayants cause est illicite selon le Code de la propriété intellectuelle (Art L 122-4) et constitue une contrefaçon réprimée par le Code pénal. • Seules sont autorisées (Art L 122-5) les copies ou reproductions strictement réservées à l'usage privé du copiste et non destinées à une utilisation collective, ainsi que les analyses et courtes citations justifiées par le caractère critique, pédagogique ou d'information de l'œuvre à laquelle elles sont incorporées, sous réserve, toutefois, du respect des dispositions des articles L 122-10 à L 122-12 du même Code, relatives à la reproduction par reprographie.

Copyright © 2009 Dunod.

PRÉFACE

À l'heure où le marché de l'énergie solaire photovoltaïque connaît en France, comme dans le monde entier, une explosion que la crise économique ne parvient pas à tempérer, je ne pourrais jamais trop recommander à tous les techniciens et ingénieurs désireux de mieux connaître les technologies photovoltaïques la lecture attentive de la 4e édition de l'ouvrage rédigé par Anne Labouret et Michel Villoz. Ces deux experts reconnus depuis plusieurs décennies pour leurs compétences dans l'industrie et l'ingénierie nous font partager leur savoir et leur expérience tant pour la description des technologies de fabrication que pour la conception des multiples systèmes complets, qu'ils soient connectés aux réseaux électriques ou autonomes.

Cet ouvrage nous rappelle notamment que les systèmes photovoltaïques, même s'ils paraissent simples sous la plume de ces deux experts, doivent répondre à des règles d'ingénierie rigoureuse si l'on veut atteindre l'objectif fondamental qui est de fournir un service de qualité à un prix optimisé à l'usager. L'Ademe a toujours promu la qualité des produits et services comme indispensable à la pérennité du développement de nouveaux secteurs comme ceux des énergies renouvelables. L'énergie solaire, sous formes photovoltaïque et thermodynamique, sera probablement la plus grande contributrice à l'approvisionnement de la planète en électricité durant la seconde moitié du XXIe siècle et au-delà, sous condition que sa croissance actuelle n'engendre pas de désillusion chez les consommateurs.

C'est donc avec plaisir que je souligne le fait qu'Anne Labouret et Michel Villoz apportent une pierre essentielle à la construction du secteur solaire en rappelant de façon très pédagogique les règles à observer.

Ils nous rappellent une autre vérité essentielle dans cet ouvrage, à savoir l'importance des services que peut rendre le photovoltaïque aux zones rurales des pays en développement. Les premiers développements du marché dans les années 1980 à 2000 étaient concentrés sur l'électrification rurale et le pompage de l'eau au bénéfice de populations ne disposant pas d'un réseau électrique. L'émergence des générateurs connectés aux réseaux électriques dans les pays industriels a fait passer au second plan les applications aux zones rurales des pays du Sud. Il y a pourtant aujourd'hui plusieurs centaines de millions de personnes qui disposent de lumière, d'eau ou de services de santé grâce au photovoltaïque et plus d'un milliard et demi d'êtres humains pourraient encore en bénéficier. Ne s'agit-il pas de la première priorité en terme de développement durable ?

Jean-Louis BAL
Directeur Énergies renouvelables, Ademe

© Dunod – La photocopie non autorisée est un délit.
Copyright © 2009 Dunod.

Copyright © 2009 Dunod.

TABLE DES MATIÈRES

Copyright © 2009 Dunod.

© Dunod – La photocopie non autorisée est un délit.

Copyright © 2009 Dunod.

© Dunod – La photocopie non autorisée est un délit.
Copyright © 2009 Dunod.

Copyright © 2009 Dunod.

AVANT-PROPOS

C'est un euphémisme d'affirmer que le solaire photovoltaïque est en pleine expansion en ce début de troisième millénaire. Même les experts ont été surpris par l'incroyable progression de ce secteur économique, qui a explosé les prévisions les plus optimistes et affiche un dynamisme à tous les niveaux : investissements, développement technologique, maîtrise des coûts, implantation de nouvelles usines, vente et installation de systèmes photovoltaïques, exploitation de centrales. Les chiffres publiés par les analystes indiquent une production de cellules de 7,9 GW en 2008, en progression de 85 % par rapport à l'année 2007 et presque d'un facteur cinq en cinq ans (production 2004 : 1,4 GW). Le parc photovoltaïque installé annuellement quant à lui aurait plus que doublé, avec 2,4 GW sur l'année 2007 et 5,5 GW sur 2008.

L'Union européenne a contribué en grande partie à cette progression impressionnante : l'Espagne seule, alors qu'elle ne disposait que de 0,5 GW fin 2007, a installé en 2008 2,6 GW sur les 4,6 GW installés en Europe, portée par un climat ensoleillé et un tarif de rachat favorable (aujourd'hui revu à la baisse). L'Allemagne a quant à elle installé 1,5 GW, la France seulement 45 MW. Fin 2008, l'Union européenne disposait de 9,5 GW installés, soit 80 % du parc mondial. Du côté de la production, l'Allemagne encore, fer de lance de l'industrie photovoltaïque européenne, est à elle seule responsable de 1,5 GW de production de cellules solaires, soit près de 20 % de la production mondiale et elle est en progression de 67 % par rapport à 2007.

Les raisons de ce succès sont multiples. Bien entendu les incitations financières telles que le rachat du courant photovoltaïque par les compagnies d'électricité à des tarifs avantageux, les prêts bonifiés et les crédits d'impôt ont été des moteurs très efficaces, en particulier dans les pays bien ensoleillés ; l'Espagne en est le plus parfait exemple. Mais ces dispositions, bien que sujettes à modification par les gouvernements, ne sont pas nouvelles. Ce qui est plus récent, ce sont d'abord les efforts considérables de baisse des coûts par certains industriels, en particulier le leader mondial des couches minces de CdTe ; également quelques avancées technologiques majeures comme les cellules cristallines interdigitées à plus de 20 % de rendement, les cellules HIT et les cellules silicium tandem micromorphes ; et en dernier lieu la mise sur le marché d'usines clé en main de 30, 60 MW ou plus qui permet le déploiement rapide de nouvelles unités de production très automatisées un peu partout dans le monde.

Concrètement, on a assisté en 2008 au franchissement de deux barrières psychologiques majeures : le prix de revient du panneau photovoltaïque au CdTe annoncé

Copyright © 2009 Dunod.
© Dunod – La photocopie non autorisée est un délit.

à moins de 1 $/Wc et la parité du photovoltaïque obtenue par rapport aux centrales classiques dans certains états américains et dans le Sud de l'Europe. En effet, lorsque les coûts des modules baissent, que la production photovoltaïque est favorisée par le climat, que les systèmes sont bien optimisés, et que les faibles taux d'intérêt facilitent les investissements (avant la crise financière), une centrale de production d'électricité photovoltaïque peut aujourd'hui concurrencer une centrale de production d'électricité classique.

Certaines incertitudes pèsent néanmoins sur cette industrie florissante. En 2005-2006, suite à la pénurie de silicium de 2004, beaucoup d'acteurs se sont lancés jusqu'à provoquer en 2008-2009 une situation de surproduction, amplifiée par la crise financière de 2008 qui a freiné les investissements en centrales solaires. Cette situation, même temporaire, a conduit et conduira encore de nombreux petits producteurs, surtout les nouveaux venus (en Chine par exemple) n'ayant pas encore consolidé leur position sur le marché, à mettre la clé sous la porte. La notoriété a beaucoup d'importance dans un marché où l'on attend une durée de vie de 20 ans et plus des panneaux photovoltaïques pour garantir la rentabilité des opérations. D'autre part, les filières continuent à s'affronter sur la question du bilan environnemental de chaque technologie : le silicium cristallin consomme le plus d'énergie, le CIS et le CdTe contiennent du cadmium, et le bilan carbone des usines de production fait débat. Dernière menace éventuelle, la pénurie annoncée de l'indium, largement consommé pour la fabrication des écrans plats, pourrait pénaliser la filière CIGS (des solutions de recyclage existent, mais elles sont onéreuses).

En dehors des applications connectées au réseau, l'énergie solaire photovoltaïque est aussi une excellente solution technique, rentable, hors des zones électrifiées, dans un grand nombre d'applications domestiques et professionnelles où elle rend un service d'autonomie irremplaçable. Ce marché des systèmes autonomes, même s'il a bénéficié d'une croissance constante, est plus lent à se développer (croissance évaluée à 15 %) et sa part de marché dans le monde ne cesse de décroître à cause de l'exceptionnelle vitalité du marché connecté au réseau. Il faut dire que la puissance installée par équipement est nettement moindre que dans les systèmes raccordés au réseau. Il reste très utile et bien implanté dans un grand nombre de secteurs d'activité très divers.

Plus largement, le regain actuel d'intérêt pour les énergies renouvelables est sans nul doute lié à la nécessité de revoir les politiques énergétiques, à la fois pour lutter contre les émissions de CO_2 et pour prévenir une pénurie énergétique majeure. La révision prochaine du protocole de Kyoto, les changements politiques aux États-Unis et les engagements de l'Union européenne, traduits récemment en France par le Grenelle de l'Environnement sont autant de signes qui nous font espérer une vraie évolution de la politique énergétique mondiale.

Dans ce nouveau paysage, les énergies renouvelables ont plus que jamais leur rôle à jouer. Car les énergies fossiles sont un concentré d'énergie naturelle qui s'est formée très lentement lors de la gestation de la terre. Cette richesse ne doit-elle pas être considérée à sa vraie valeur, comparée au coût d'un combustible que nous serions capables de produire de manière régulière, au rythme où nous le consommons ? Les biocarburants ayant prouvé leurs limites, la solution ne va pas de soi, et

Copyright © 2009 Dunod.

passe certainement par une réduction drastique de nos consommations d'énergie quelles qu'elles soient.
Mais en considérant ainsi la valeur réelle des énergies, les sources renouvelables deviennent tout à fait compétitives, et de nouveaux stockages « propres » devraient être développés (hydrauliques ou à air comprimé par exemple). Les énergies fossiles ne devraient être utilisées de manière exceptionnelle pour passer par exemple les périodes d'ensoleillement faible (lorsque le photovoltaïque ne produit pas) ou de vent faible (en secours de la source éolienne). Ainsi on pourrait partir du potentiel maximal des énergies renouvelables dans des réseaux à sources multiples.

D'autre part, on estime qu'actuellement plus de deux milliards de personnes ne sont pas reliées à un réseau électrique et ne le seront pas dans un avenir proche. Surtout pour des questions de rentabilité liées à l'éloignement, à la faible densité de population, à la pauvreté et à la faible demande énergétique. Pour ces populations, les systèmes photovoltaïques autonomes peuvent jouer un rôle très important en apportant une solution réellement économique couvrant les besoins de base en électricité.
Cette fourniture minimale pour la lumière, la réfrigération, le traitement de l'eau ou les télécommunications permet d'améliorer la santé et de développer des activités supplémentaires dans le domaine artisanal et agricole.

L'énergie solaire photovoltaïque, à l'origine développée pour l'alimentation des satellites, s'est imposée comme source alternative d'énergie après les chocs pétroliers des années 1970. Au départ, cantonné dans des niches de marché auprès de sociétés sensibles à l'environnement, le photovoltaïque est devenu aujourd'hui une industrie moderne et ambitieuse. La qualité des panneaux solaires photovoltaïques, fabriqués dans des usines fortement automatisées, s'est grandement améliorée et la plupart des constructeurs offrent des garanties de vingt ans. Les technologies associées comme les onduleurs et le stockage progressent également en direction des énergies renouvelables et améliorent la fiabilité des solutions.
Le paysage énergétique change très vite, les acteurs dans ce métier se multiplient, les techniques évoluent, l'information et la formation sont plus que jamais indispensables.

Copyright © 2009 Dunod.

Copyright © 2009 Dunod.

INTRODUCTION

L'exploitation directe de l'énergie solaire au moyen de capteurs relève de deux technologies bien distinctes : l'une produit des calories, c'est l'énergie solaire thermique, et l'autre produit de l'électricité, et c'est cette dernière, énergie solaire photovoltaïque, qui fait l'objet de ce livre.

Une installation photovoltaïque réussie passe par une conception et une installation rigoureuse avec des composants qui répondent aux besoins et tiennent leurs promesses. Pour aider les professionnels à atteindre ce résultat, ce livre propose des outils de base aux concepteurs et maîtres d'ouvrages impliqués dans les installations photovoltaïques. On y trouve beaucoup d'informations sur les composants – panneaux solaires, onduleurs, batteries, régulateurs et autres, pour bien comprendre leurs caractéristiques, et des méthodes pour les sélectionner, les associer, les mettre en place et les entretenir.

Le chapitre 1 est un résumé des possibilités et des usages de l'énergie photovoltaïque qui permet au lecteur d'acquérir dès le départ les connaissances de base et les bons ordres de grandeur. Il donne aussi des éléments sur la participation du photovoltaïque au développement durable.

La nature de la lumière, l'énergie dispensée par le Soleil sur la Terre et les mécanismes de la conversion de la lumière en électricité sont présentés au chapitre 2. Ces aspects un peu plus fondamentaux ne sont pas indispensables au reste de l'exposé mais intéresseront ceux que l'énergie solaire intrigue et qui veulent comprendre les phénomènes qui la régissent.

La vitalité du secteur photovoltaïque tient beaucoup à toutes les évolutions récentes, très nombreuses, sur les panneaux solaires eux-mêmes, avec deux fortes tendances : l'augmentation des performances et la baisse des coûts. Afin de bien comprendre les différents matériaux photovoltaïques, et guider les choix vers telle ou telle technologie, nous consacrons tout le chapitre 3 aux cellules et modules photovoltaïques.

Étant donné l'essor spectaculaire des installations connectées au réseau, qui répondent à des critères différents des installations autonomes, deux chapitres différents détaillent ces deux types d'installation : le chapitre 4 est entièrement dédié aux systèmes connectés au réseau, et le chapitre 5 aux systèmes autonomes. On trouvera dans ces deux parties de nombreux exemples et études de cas complets.

Cette structure ouverte permet au lecteur de se concentrer sur telle ou telle approche qui lui semble plus pertinente par rapport à son besoin.

© Dunod – La photocopie non autorisée est un délit.
Copyright © 2009 Dunod.

Copyright © 2009 Dunod.

1 • QUELQUES QUESTIONS ESSENTIELLES SUR LE PHOTOVOLTAÏQUE

Nous souhaitons à travers cette première partie répondre aux questions de base qui se posent pour savoir ce qu'est l'énergie photovoltaïque, estimer ce qu'elle produit, à quel coût, pour quelles applications, et quel type de montage peut fonctionner dans un cas donné. Tous ces points seront repris en détail dans les chapitres qui suivent.

Plus largement, nous nous interrogerons aussi sur la place du photovoltaïque dans le développement durable, car c'est aujourd'hui un enjeu majeur qui peut modifier nos choix.

1.1 Qu'est-ce que l'énergie solaire photovoltaïque ?

1.1.1 Électricité ou chaleur ?

L'exploitation *photovoltaïque* de l'énergie solaire, sujet de cet ouvrage, consiste à convertir directement le rayonnement lumineux (solaire ou autre) en *électricité*. Elle utilise pour ce faire des *modules ou panneaux photovoltaïques,* composés de *cellules solaires* ou de *photopiles* qui réalisent cette transformation d'énergie (cf. chapitre 2).

L'énergie solaire *thermique*, quant à elle, fonctionne différemment, en produisant de la *chaleur* à partir du rayonnement solaire infrarouge du Soleil afin de chauffer de l'eau, de l'air ou un autre fluide. La technologie est assez simple, comparée au photovoltaïque, donc moins onéreuse. Il s'agit de capter les calories grâce à des surfaces absorbant de la chaleur, des plaques métalliques peintes en noir par exemple. Cela permet de réaliser des chauffe-eau solaires individuels ou collectifs. Ils sont très répandus dans les pays à fort ensoleillement, pour produire de l'eau sanitaire destinée aux habitations n'ayant pas besoin de chauffage central (Grèce, Israël, pays d'Afrique…) mais aussi depuis dix à vingt ans, grâce à des incitations, dans les pays plus tempérés comme la France.

L'énergie solaire *thermodynamique*, quant à elle, concerne de grandes centrales équipées de concentrateurs des rayons solaires, sous forme de miroirs galbés, dont la fonction est de chauffer un fluide à haute température (plusieurs centaines de degrés) afin de générer de la vapeur par échange thermique pour ensuite produire de l'électricité au moyen d'une turbine à vapeur par exemple. Quoique peu répandue, et nécessitant un flux soleil direct (pays peu nuageux), cette technologie est très

© Dunod – La photocopie non autorisée est un délit.
Copyright © 2009 Dunod.

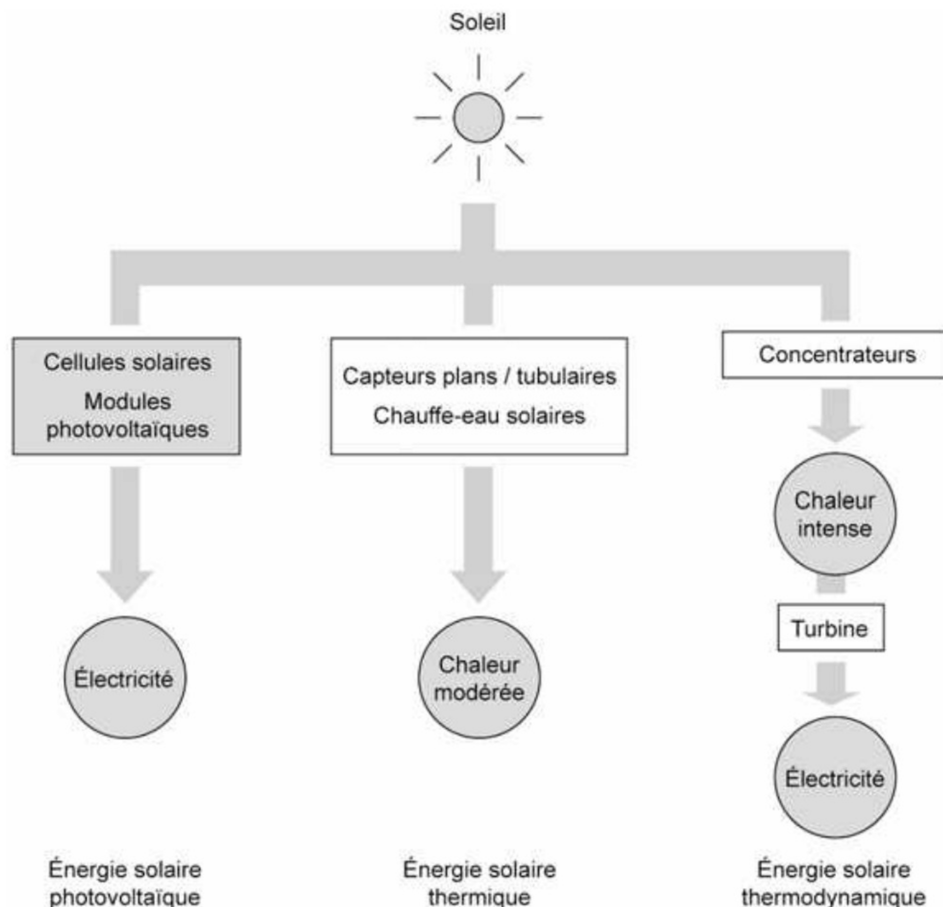


Figure 1.1 – Les différents modes d'exploitation de l'énergie solaire.

spectaculaire. C'est sur ce principe que fonctionnent le four solaire de Font-Romeu en France et la centrale espagnole Andasol 1 par exemple.
Ces aspects thermiques de l'énergie solaire ne sont pas traités dans cet ouvrage, qui est strictement dédié à l'énergie photovoltaïque. On évitera donc le terme « capteur solaire » car il maintient l'ambiguïté entre les différentes techniques.

REMARQUE

Seuls les capteurs thermiques sont intéressants pour les applications de chauffage solaire. Il serait aberrant de chauffer avec l'électricité issue de modules photovoltaïques, cette solution aurait un très mauvais rendement global et serait beaucoup plus onéreuse.

1.1.2 Faut-il nécessairement beaucoup de soleil ?

La réponse est non, bien entendu. Sinon, on ne pourrait pas employer le photovoltaïque dans nos pays tempérés ! Le terme *énergie solaire* est un peu ambigu : en effet toute source lumineuse peut être convertie en électricité. Certains préféreront pour cette raison l'expression *énergie lumière*. Ceci dit, le Soleil étant la source la plus intense de notre environnement, la production est toujours supérieure sous exposition au Soleil. On dispose de très nettement moins de flux lumineux en intérieur (dans un bâtiment, sous éclairage artificiel). L'énergie « lumière » récupérable est nettement plus faible que dehors et les applications ne peuvent pas être les mêmes. Notre pupille, elle, s'adapte aux divers éclairements et atténue ces contrastes lumineux.

Copyright © 2009 Dunod.

Schématiquement, si l'on attribue le chiffre 1 000 à un ensoleillement maximum de type « temps radieux », correspondant à un flux solaire de 1 000 W/m^2, un ciel nuageux, quant à lui, rayonnera entre 100 et 500 (100 à 500 W/m^2), et une ambiance intérieure entre 1 et 10 (100 à 1 000 lux).

Ainsi, on peut produire jusqu'à 1 000 fois plus d'énergie photovoltaïque en extérieur qu'en intérieur.

Il n'est donc pas question d'installer une pompe photovoltaïque dans une salle ! Dès que la puissance à mettre en œuvre dépasse le Watt, les modules photovoltaïques doivent être placés dehors. Et dans une ambiance intérieure, on pourra développer des applications électroniques, horlogères et autres, de très faible consommation électrique.

Les capteurs photovoltaïques ne seront pas non plus les mêmes selon les applications, les technologies étant adaptées, pour certaines au fort éclairement et pour d'autres aux faibles éclairements. On y revient en détail au chapitre 3.

1.1.3 Courant continu ou alternatif ?

Les cellules solaires et les modules photovoltaïques produisent de l'électricité en *courant continu* (DC = Direct Current) comme les batteries, et non pas comme celle du secteur, qui en France est en *courant alternatif* 220 VAC (AC = Alternative Current) à la fréquence de 50 Hz.

Pour alimenter des appareils en courant alternatif ou pour se connecter au secteur et y injecter l'électricité produite à partir de l'énergie photovoltaïque, on a donc besoin de convertisseurs DC/AC qui produisent un courant alternatif à partir du continu, autrement dit des *onduleurs*.

REMARQUE

C'est le même appareil que l'on retrouve dans un onduleur employé en informatique, sauf que dans un onduleur informatique, il y a en plus une batterie servant d'énergie de secours. L'onduleur y stocke de l'énergie et la restitue en cas de coupure. L'onduleur photovoltaïque, lui, n'est qu'un convertisseur continu/alternatif.

Les tensions continues générées par les panneaux photovoltaïques disponibles sur le marché sont variables selon leur emploi : pour la charge de batteries au plomb, les panneaux sont en 12 V ou 24 V, alors que pour la connexion au réseau leur tension est souvent plus élevée, 40 ou 72 V par exemple, selon la taille du champ solaire qui sera construit et la tension d'entrée de l'onduleur.

1.1.4 Combien produit un module photovoltaïque ?

Pour les unités (W, Wh, Ah…) se reporter à l'annexe 1.

En extérieur (sous exposition solaire), la production électrique d'un panneau solaire dépend :

– de ses dimensions,
– de sa technologie,
– du rayonnement reçu,
– et de la durée d'exposition.

© Dunod – La photocopie non autorisée est un délit.

Copyright © 2009 Dunod.

En valeur instantanée, sous un ensoleillement maximum de 1 000 W/m^2, un module photovoltaïque en silicium cristallin de 1 m^2 produit une puissance instantanée d'environ 130 W (pour un rendement du module de 13 %).

En valeur globale sur une journée, s'il est placé de façon optimale, on peut appliquer les règles suivantes :

– en France/Suisse/Belgique : 1 m^2 donne entre 150 et 650 Wh par jour entre l'hiver et l'été, et selon les régions ;
– en Afrique : 1 m^2 donne entre 400 et 800 Wh par jour selon le pays.

Nous nuancerons toutes ces valeurs de façon approfondie dans la suite de l'ouvrage.

Le prix d'un tel panneau d'un m^2 est de l'ordre de 250 à 500 € (soit 2 à 4 € par W selon la technologie et la quantité).

1.1.5 Faut-il stocker l'énergie ?

En fait, un certain nombre d'applications sont possibles sans batterie : soit en alimentation directe, soit en pompage de l'eau, soit lorsque l'installation est connectée au réseau (voir paragraphe 1.2 plus loin).

Mais les alimentations autonomes purement photovoltaïques, elles, doivent impérativement pouvoir fournir du courant à tout moment, y compris quand le courant consommé est supérieur au courant produit au moment de l'utilisation, et sans possibilité de recourir à une autre source d'énergie. C'est le cas de la plupart des applications avec stockage. Notamment les applications domestiques isolées : nos éclairages fonctionnent surtout la nuit, et le frigidaire doit marcher 24 h/24 ! Le stockage sera dimensionné pour assurer le fonctionnement pendant les périodes où la production photovoltaïque est nulle ou inférieure au besoin.

Les batteries les plus utilisées dans le domaine du photovoltaïque sont encore les batteries plomb, qui bien qu'encombrantes, présentent le meilleur rapport qualité prix. Toutes les batteries plomb ne sont pas utilisables pour le solaire et des modèles ont été spécifiquement développés cette application (§ 5.1.1).

La capacité d'une batterie, exprimée en Ampère.heure (Ah) correspond à la quantité d'électricité que l'on peut stocker sous une tension nominale, exprimée en Volts (V) : avec 100 Ah, on peut disposer de 10 A pendant 10 heures, ou de 4 A pendant 25 heures par exemple. Les batteries usuelles pour le solaire se présentent soit en cellules 2 V montées en série, soit en blocs de 6 ou 12 V, et ont une capacité de 1 à 4 000 Ah.

Il existe bien d'autres dispositifs de stockage : les accumulateurs au nickel et les supercapacités notamment, pour les applications électroniques de faible puissance (§ 5.1.1). Il est possible aussi de stocker l'énergie solaire, non plus sous forme électrique, mais hydraulique (cf. le pompage solaire), sous forme d'air comprimé ou d'hydrogène. Dans ce dernier cas, on réalise une électrolyse de l'eau au moment où l'électricité solaire est produite, et on conserve ensuite l'hydrogène dans des réservoirs : il peut ensuite, par exemple, alimenter des piles à combustible. Ce n'est pas sans risque, mais beaucoup d'expériences sont faites dans ce domaine, et c'est peut-être une solution plus durable, plus écologique que les batteries.

Copyright © 2009 Dunod.

1.2 De quoi se compose un générateur photovoltaïque ?

Un module ou un ensemble de modules photovoltaïques n'est que très rarement employé seul : dans le cas de la connexion au réseau, il y a au moins un onduleur, comme on l'a vu, et dans le cas d'une alimentation autonome, une batterie la plupart du temps. D'autres éléments sont souvent nécessaires et l'ensemble constitue un *système photovoltaïque*, ou *générateur photovoltaïque*, dont les fonctions sont présentées figure 1.2.

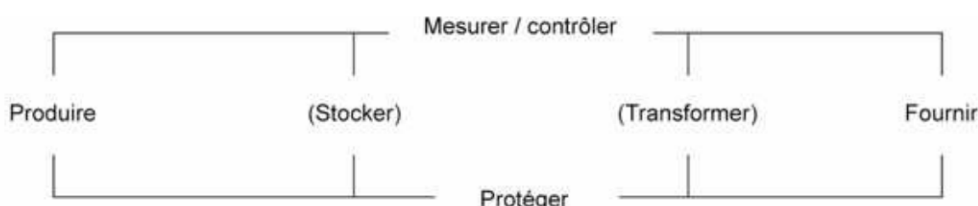


Figure 1.2 – Les fonctions d'un générateur photovoltaïque.

Il y a deux grandes familles de générateurs photovoltaïques :

– les installations *raccordées au réseau* dont l'électricité produite est injectée dans le réseau collectif (EDF ou autre),

– les installations *autonomes* destinées à alimenter sur place certaines fonctions, soit sans autre source d'énergie, soit avec une source d'énergie complémentaire, on parle alors de *systèmes hybrides.*

Parmi les fonctions de la figure 1.2, celles qui figurent entre parenthèses ne sont pas toujours présentes, nous le voyons en détail ci-après. Les fonctions « Mesurer/contrôler », et « protéger » sont indispensables pour connaître le fonctionnement du système et pouvoir le dépanner, et pour que les composants ne soient pas endommagés ou durent le plus longtemps possible. Dans un système autonome on surveille surtout la batterie, qui a la durée de vie la plus faible.

1.2.1 Systèmes autonomes et hybrides

■ Systèmes autonomes « au fil du soleil »

Ce sont les systèmes les plus simples puisque l'énergie photovoltaïque est utilisée directement à partir des panneaux, sans stockage électrique.
On peut les trouver dans deux cas.

□ Alimentation directe

Dans ce cas, les fonctions se réduisent à « produire » et « fournir ».
L'appareil alimenté ne fonctionnera qu'en présence de lumière, et dès que l'éclairement est suffisant pour atteindre la puissance demandée.
C'est intéressant pour toutes les applications qui n'ont pas besoin de fonctionner dans l'obscurité, et pour lesquelles le besoin en énergie coïncide avec la présence de lumière. S'il y a de la lumière, ça fonctionne, sinon, ça s'arrête.
Mais il faut calculer le panneau ou la cellule solaire de sorte qu'il ait assez de puissance pour alimenter l'appareil à l'éclairement le plus faible rencontré, et c'est souvent

© Dunod – La photocopie non autorisée est un délit.
Copyright © 2009 Dunod.

contraignant puisque par le fait, on ne profite pas toujours des éclairements plus élevés : pas de stockage, donc pas de récupération du surplus d'énergie solaire.

DEUX EXEMPLES CONCRETS

Un *ventilateur* est un appareil bien utile dans les pays chauds. Avantage évident du solaire dans ce cas : la concordance entre le besoin de ventilation et la fourniture d'énergie. Plus il fait beau et chaud, plus le panneau solaire produit, et plus le ventilateur tourne vite ! (on ajoutera cependant un dispositif de protection pour éviter la surchauffe du moteur). Le fonctionnement demandé imposera que ce ventilateur démarre par exemple à 400 W/m^2. L'élément photovoltaïque sera choisi de façon à fournir la puissance de démarrage du moteur dès cet éclairement seuil. Il peut être intéressant d'ailleurs d'avoir un stockage de courte durée, ou un « booster » électronique (sorte de démarreur) pour gérer ces appels de courant au démarrage.

La *calculette* (premier et très grand succès de la cellule solaire) fonctionne également en alimentation quasi directe. Un condensateur est placé en « tampon » entre la photopile et les circuits, pour assurer les courants de démarrage des circuits et stocker les informations en mémoire en cas de perte momentanée de lumière. C'est un stockage certes, mais de très courte durée. En ce qui concerne le choix de la cellule solaire, elle doit être capable d'alimenter les circuits en régime stationnaire sous un éclairement compatible avec la lecture de l'écran (soit environ 100 lux).

☐ Le pompage solaire « au fil du soleil »

Il s'agit de stocker de l'eau dans un réservoir. La pompe solaire est branchée directement sur les panneaux solaires par l'intermédiaire d'un régulateur ou d'un transformateur. On place ensuite un réservoir en hauteur pour recevoir l'eau pompée. Le débit d'arrivée d'eau dans le réservoir est variable, directement fonction du rayonnement solaire, d'où l'expression « au fil du soleil ». Il existe un stockage dans ce cas, mais de type hydraulique.

Quant à l'utilisation, elle pourra se faire à n'importe quel moment, en tirant sur le réservoir (voir la présentation du pompage solaire en 5.4.4 et le cas présenté au 5.6.3).

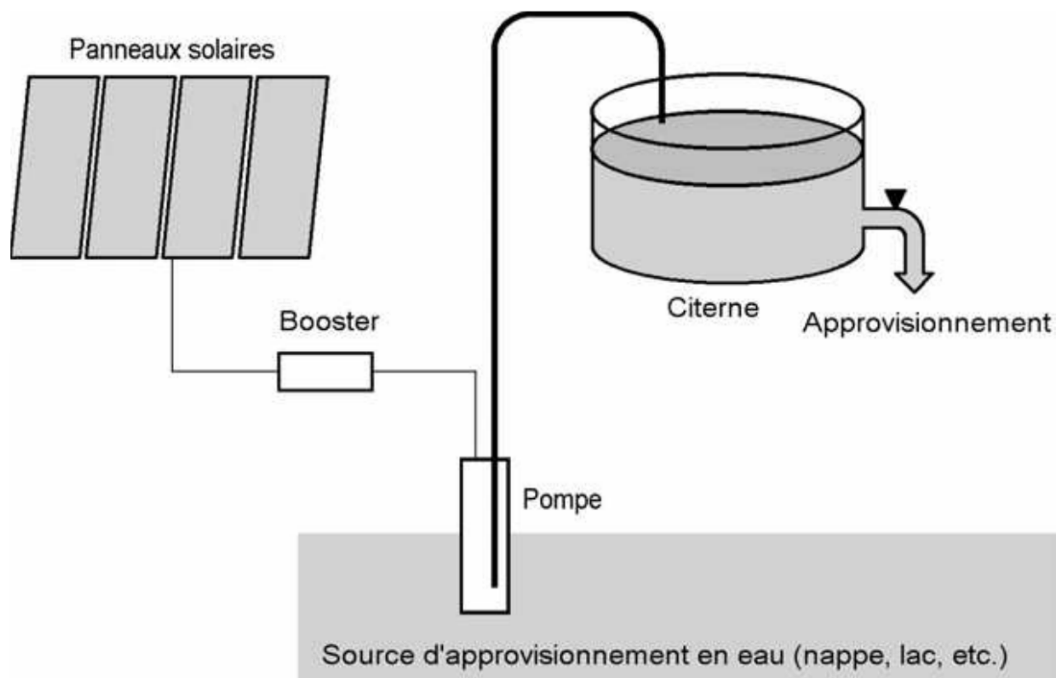


Figure 1.3 – Système de pompage « au fil du soleil ».

Copyright © 2009 Dunod.

■ Systèmes autonomes avec batterie

C'est la configuration la plus courante des systèmes photovoltaïques autonomes que les anglophones appellent « Stand-Alone Systems ». L'ensemble est le plus souvent en courant continu (DC), ce qui est préférable car plus simple (quoique nécessitant des câblages plus imposants). Mais dès qu'on touche à l'habitat, il y a souvent des appareils en courant alternatif (AC) à alimenter. Tout simplement parce qu'ils n'existent pas en continu (partie 5.2).

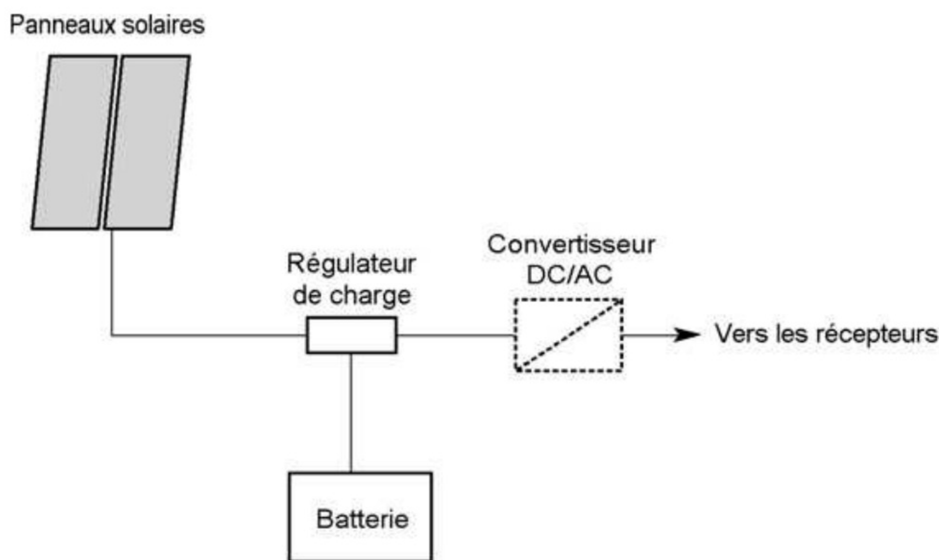


Figure 1.4 – Système photovoltaïque autonome avec stockage par batterie (avec ou sans conversion d'énergie).

La batterie est au cœur d'un tel système. Elle se charge le jour, et sert de « réservoir » d'énergie en permanence, tout comme le réservoir d'eau du système de pompage solaire décrit précédemment. Elle peut sans problème, à un instant donné, recevoir un courant de charge et débiter un courant de décharge de valeur différente. Les appareils alimentés sont donc câblés sur la batterie au travers du contrôleur de charge. Lorsqu'elle est pleine, ce contrôleur coupe la charge pour éviter qu'elle ne souffre de surcharge. On détaillera ces dispositifs de contrôle de charge au chapitre 5. En conséquence, le surplus d'énergie produite (excédentaire pour l'application) est perdu. C'est ce qui arrive par exemple sous les climats tempérés, si la consommation est constante toute l'année : on ajuste le système pour équilibrer consommation et production en hiver, et donc on a une production d'été largement excédentaire, ce surplus est consommé par le contrôleur de charge. L'énorme avantage des systèmes raccordés au réseau est d'éviter cette perte d'énergie (voir ci-dessous). Quand un récepteur doit nécessairement fonctionner en courant alternatif – noté AC – (c'est quand même la forme d'électricité la plus utilisée à ce jour !) on recourt à une conversion DC/AC (de courant continu en alternatif) en sortie de batterie. Cela n'est pas sans conséquence, notamment en ce qui concerne :

- l'augmentation du coût et de l'encombrement de l'installation ;
- la réduction du rendement énergétique (aucun convertisseur ne restitue 100 % de l'énergie) ;

© Dunod – La photocopie non autorisée est un délit.
Copyright © 2009 Dunod.

– le risque de panne complète en cas de problème sur le convertisseur si toute l'installation électrique est alimentée par son intermédiaire.

On revient longuement sur ces alimentations autonomes en particulier sur leur dimensionnement détaillé au chapitre 5.

☐ Exemple de coût d'un système photovoltaïque avec batterie

Nous chiffrons ici succinctement un *système autonome avec stockage* du type de celui représenté à la figure 1.4, sans conversion d'énergie. Insistons sur le fait qu'il s'agit d'une simple estimation. Des calculs plus poussés sont toujours nécessaires (chapitre 5). Souvent, il est préférable de confier ces calculs à un professionnel de l'énergie solaire, car de nombreux cas particuliers se présentent et le bilan d'énergie doit être précis si on veut un service performant au moindre coût.

REMARQUE

Contrairement à ce que l'on pourrait croire au premier abord, il ne faut pas monter un panneau de 500 W pour alimenter un appareil qui consomme 500 W en permanence. Ce n'est pas si simple ! Raisonner ainsi, c'est oublier le paramètre « temps », qui est essentiel. En effet, un panneau dit « 500 W » fournira cette puissance uniquement sous un fort ensoleillement, pendant une durée variable, au mieux quelques heures dans la journée. Tout le reste du temps il produira moins, voire rien du tout pendant la nuit. On ne pourra donc certainement pas disposer de 500 W en permanence avec un tel panneau.

Pour ce calcul approché, on aura besoin de valeurs d'ensoleillement fournies par les stations météorologiques. Le chapitre 2 donne les détails sur ce point, mais à ce stade nous allons utiliser les données de la ville de Nantes (en France), figurant en annexe 2.

Les étapes de calcul

1. On évalue la consommation électrique de l'application sur 24 heures qui est égale à la puissance consommée multipliée par la durée de fonctionnement sur 24 heures. Par exemple, pour un appareil consommant 20 W (sous 24 VDC), la consommation totale de l'application par jour sera de : 20 W × 24 h = 480 Wh.

2. On estime la production de panneaux solaires à mettre en œuvre. Pour ce faire, on divise la consommation par l'ensoleillement journalier le plus défavorable sur la période d'utilisation du lieu d'implantation, et dans la position du panneau (orientation et inclinaison retenues) : voir les explications dans l'encart « En savoir plus ».

Par exemple, pour Nantes, en décembre, à l'orientation Sud et à l'inclinaison optimale de 60° par rapport à l'horizontale, la valeur globale d'ensoleillement journalier moyen est de 1,84 kWh/jour (voir annexe 2).

D'où la puissance des panneaux solaires à mettre en œuvre : $\frac{480\,\text{Wh}}{1{,}84\,\text{h}} = 261\,\text{W}$.

Puis, on augmente ce résultat d'un coefficient de pertes de 0,7 pour une première estimation.

Puissance réelle compte tenu des pertes : $\frac{261\,Wc}{0{,}7} = 373\,\text{Wc}$.

Copyright © 2009 Dunod.

Sachant que le panneau de 100 Wc fait de l'ordre de 0,8 m^2, cette application demandera 3 m^2 de modules photovoltaïques (quatre panneaux 100 Wc).

EN SAVOIR PLUS

Ce calcul peut paraître étrange. Pourquoi diviser la consommation par l'ensoleillement ?

En fait, puisque l'ensoleillement n'est pas constant lors d'une journée, on ne calcule pas ce que produit le panneau à chaque instant, mais globalement sur la journée. Pour cela, on considère schématiquement que le rayonnement instantané pendant la journée était constant, égal 1 000 W/m^2, et ceci pendant un certain nombre d'heures qu'on l'appelle *nombre d'heures équivalentes*. Dans notre exemple, 1,84 kWh/m^2.jour est assimilé à 1,84 heure d'un ensoleillement de 1 000 W/m^2 (voir les détails de ces calculs au chapitre 5).

3. Capacité du stockage. Le stockage se calcule à partir du nombre de jours d'autonomie nécessaire (en général sept jours pour la France, pour pallier les successions de jours mal ensoleillés). On raisonne alors en Ah.

Le besoin de capacité est donc théoriquement de : $\frac{480\,\text{Wh} \times 7\,\text{jours}}{24\,\text{V}} = 140\,\text{Ah}$ pour sept jours

Mais comme la batterie verra sa capacité réduite par le froid et d'autres contraintes techniques, il faut diviser ce résultat par un coefficient de pertes qu'on prendra égal à 0,7 dans cet exemple.

La capacité réelle nécessaire est donc de : $\frac{140\,\text{Ah}}{0,7} = 200\,\text{Ah}$.

4. Contrôle de charge. Le contrôleur de charge sera dimensionné pour 400 W de panneaux solaires sous 24 V, avec une marge de 50 % environ, soit un courant de pointe de $\frac{400\,\text{W}}{24\,\text{V}} \times 1,5 = 25\,\text{A}$.

5. Évaluation du coût. Notre système photovoltaïque sera donc composé de :

- quatre modules photovoltaïques de 100 Wc en 24 V,
- une batterie 200 Ah en 24 V,
- un régulateur charge-décharge de 24 V-30 A,
- et des accessoires de montage : supports mécaniques de panneaux, câbles, boîtiers de raccordement…

Un tel système photovoltaïque de base (sans conversion d'énergie) comprenant des modules photovoltaïques, un régulateur charge-décharge et des batteries « solaires » au plomb en technologie ouverte (la plus courante), coûte environ 2 400 €[1], soit 6 €/Wc pour tout le matériel, hors installation.

Voyons maintenant quelles sont les principales applications des alimentations solaires autonomes.

☐ L'électricité en site isolé

L'énergie solaire photovoltaïque rend d'énormes services quand il n'y a aucune autre source d'énergie et que l'on peut installer des panneaux en extérieur. Souvent, les

1. Prix HT 2008 pour un consommateur professionnel, mais pour de petites quantités.

© Dunod – La photocopie non autorisée est un délit.
Copyright © 2009 Dunod.

frais de raccordement au réseau sont supérieurs aux frais d'installation du système photovoltaïque. On utilise donc le photovoltaïque le plus souvent pour :

– l'électrification rurale dans les pays en voie de développement : alimentation d'habitations, des centres de santé, des besoins agricoles, pompage…
– les habitations isolées, les refuges, les habitations sur îlots…
– des installations professionnelles isolées (relais télécoms par exemple).

Compte tenu des millions de personnes dans le monde qui vivent hors de toute zone électrifiée, on peut imaginer tout l'intérêt d'une telle technologie. Cependant, il existe des freins, d'ordre sociologique, technique et financier. Les budgets à mettre en place sont importants et il faut aussi assurer la formation et la maintenance. Des efforts constants sont menés dans ce sens par des ONG, par exemple en France par Énergies pour le monde (voir *Organismes et associations* en fin d'ouvrage).

□ L'électricité portable

L'électronique individuelle, les appareils de mesure, les loisirs… l'électricité embarquée est partout. L'intérêt du solaire dans ces applications portables dépend d'un certain nombre de facteurs, il n'y a pas de règle générale.

Par rapport aux piles jetables, cela dépend énormément de la situation, en particulier de l'énergie lumière récupérable, mais il n'est pas rare que le recours à l'énergie photovoltaïque (souvent sous forme de cellule solaire de petite taille) soit compétitif, comme dans le cas de la calculette ou des applications nautiques.

Par rapport aux batteries rechargeables, l'enjeu est la consommation de l'appareil comparée à sa taille ou la nécessité d'espacer les recharges. Sur un petit objet, le téléphone portable par exemple, il est fréquent que la place ne soit pas suffisante pour une photopile apportant une part significative de l'énergie. Surtout lorsque l'objet est le plus souvent sous éclairage artificiel, nettement moins énergétique.

Il peut aussi être intéressant de coupler les énergies, la cellule solaire assurant par exemple la consommation de veille ou la prolongeant, et les recharges sur secteur assurant la consommation de fonctionnement.

■ Systèmes autonomes hybrides

Une des limites d'un système autonome purement photovoltaïque, comme on vient de le décrire, est qu'il fournit une puissance limitée, variable selon la saison, ce qui fait qu'on ne peut pas consommer plus qu'on ne produit, au risque de détruire la batterie par décharge profonde. Or, les utilisateurs ont parfois des besoins qui évoluent, et pas forcément en phase avec les saisons !

Avoir un système hybride, c'est disposer d'une autre source d'électricité autonome qui vient compléter l'apport photovoltaïque. Cette autre source peut être un groupe électrogène ou une éolienne notamment.

On retiendra l'éolienne si le site est bien venté, de préférence au cours des saisons où l'ensoleillement est plus bas. Mais quand l'approvisionnement en diesel est possible, le groupe électrogène est plus confortable (à part le bruit et les effluents !), car on y a recours à volonté. Et s'il est prévu pour, il permet aussi de recharger la batterie lorsqu'elle est faible.

Copyright © 2009 Dunod.

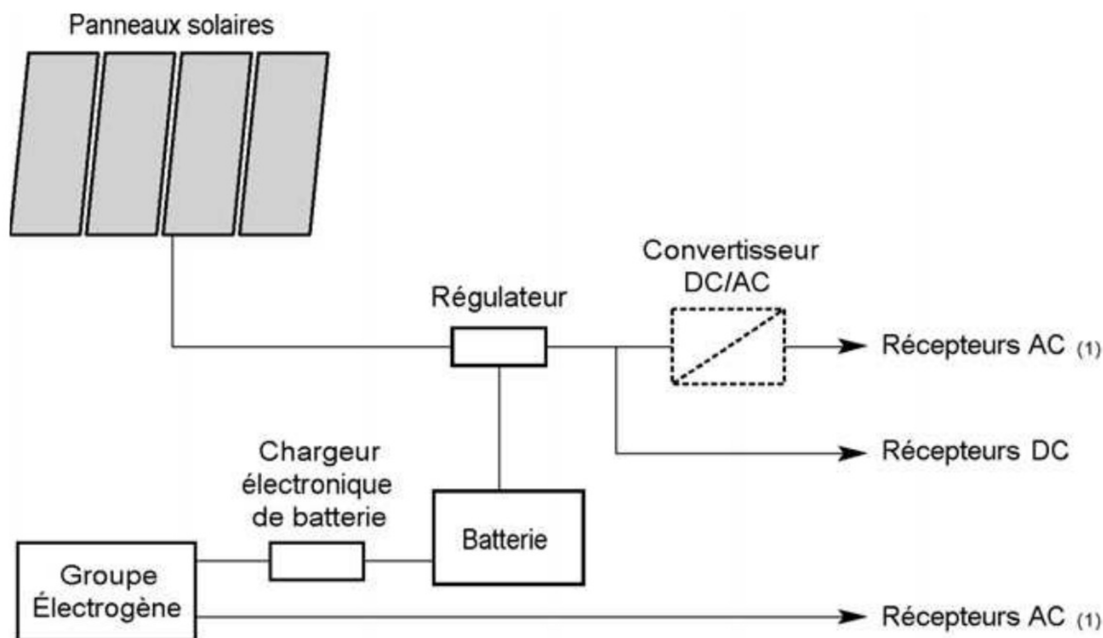


Figure 1.5 – Système d'alimentation autonome hybride photovoltaïque/groupe électrogène.

1.2.2 Systèmes raccordés au réseau

Un tel système, au lieu d'alimenter directement des appareils sur place, injecte sa production électrique dans un réseau collectif comme celui de l'EDF en France. Il s'installe soit sous forme de centrale au sol, soit sur des habitations ou des entreprises qui ont de la place, et de préférence qui bénéficient d'un bon ensoleillement. L'autorisation de se connecter, et la signature d'un contrat de rachat du courant par la compagnie d'électricité sont bien entendu indispensables pour réaliser et rentabiliser l'opération. Nous y revenons longuement au chapitre 4.

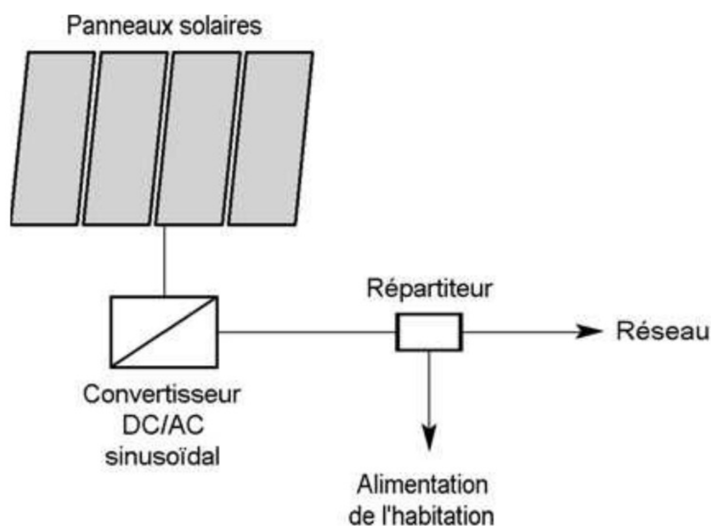


Figure 1.6 – Système photovoltaïque raccordé au réseau.

Copyright © 2009 Dunod.
© Dunod – La photocopie non autorisée est un délit.

L'énorme avantage de cette solution, c'est que le réseau joue le rôle de « stockage illimité », et donc que l'intégralité de l'énergie est récupérée. On n'a plus besoin de batterie, ni de contrôleur de charge. L'électricité produite en courant continu doit cependant être mise en forme en courant alternatif au travers d'un onduleur DC/AC qui doit respecter des normes sur la qualité pour être homologué par la compagnie d'électricité qui va recevoir ce courant (qualité « sinusoïdale » du courant et d'autres paramètres indispensables). Si le site de production est également un site de consommation (une habitation par exemple), il y a deux solutions possibles : soit la vente de la totalité du courant produit, et la consommation par ailleurs du courant fourni par la compagnie, soit la vente seulement du surplus de courant non consommé. Souvent la première solution est plus rentable pour le propriétaire du générateur photovoltaïque raccordé, tout simplement parce que le tarif de rachat de son courant photovoltaïque par la compagnie d'électricité est nettement plus élevé que celui auquel il le lui achète : en France, à partir d'un générateur intégré au bâtiment, il vend 0,60 c€/kWh son électricité photovoltaïque, alors que l'électricité collective qu'il rachète directement à l'EDF, il la paye 0,08 à 0,10 c€/kWh (chiffres 2009).

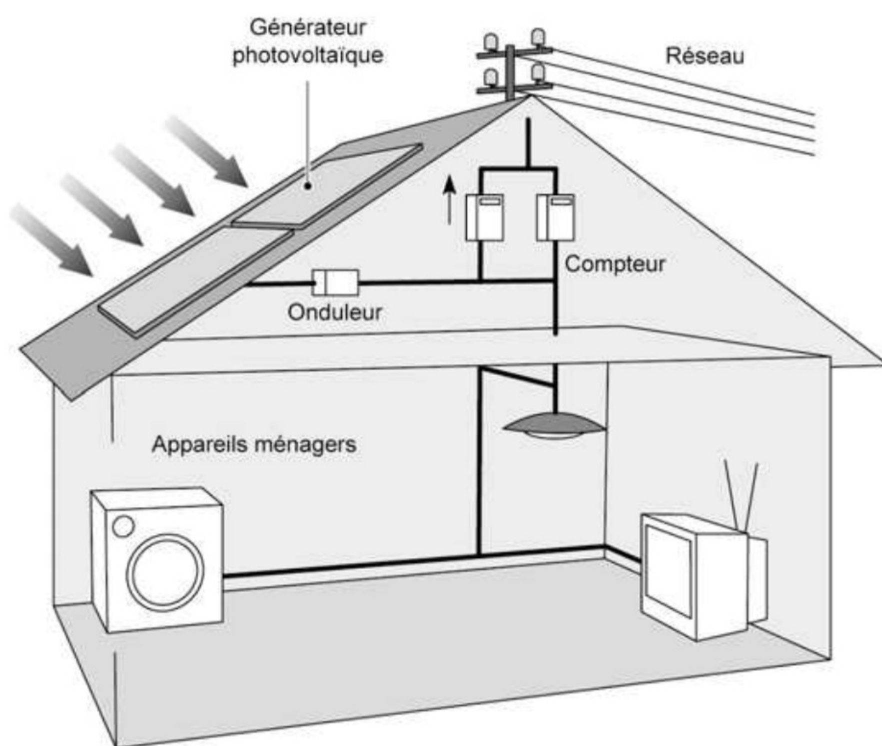


Figure 1.7 – Principe du toit solaire photovoltaïque.

REMARQUE

Ces systèmes ne sont pas des alimentations de secours en cas de coupure du réseau, car ils ne comportent aucune réserve d'énergie. Il arrive que pour cette raison, on ajoute au système une batterie de secours pour les coupures de courte durée.

Par rapport à un système autonome, on gagne sur les points suivants :

– exploitation de la totalité de l'énergie photovoltaïque issue des panneaux (le stockage est « infini ») ;

Copyright © 2009 Dunod.

– économie de l'ordre de 40 % sur les investissements (les batteries en moins) ;
– maintenance quasi inexistante (ce sont les batteries qui demandent le plus d'attention) ;
– meilleure durée de vie du système.

■ Et la rentabilité d'un système raccordé ?

En ce qui concerne la rentabilité d'un tel système ; si l'on ne pouvait pas imaginer que le photovoltaïque serait capable de rivaliser avec le prix du réseau il y a encore quatre ou cinq ans, maintenant en 2009, avec la baisse du coût des modules en volume à 2 €/ Watt voire moins, le photovoltaïque commence à être rentable, avec un retour sur investissement (durée d'amortissement de l'investissement) de plus en plus court, de cinq à dix ans. Dans certains cas, avec des prix de panneaux très bas, et un ensoleillement très favorable, une centrale photovoltaïque peut aujourd'hui produire de l'électricité photovoltaïque au même prix que le réseau. On a atteint la parité avec le prix du kWh réseau en Californie et dans le sud de l'Espagne par exemple.

Mais l'implantation d'une production d'énergie par panneaux photovoltaïques, depuis les toits solaires privés de 3 kW aux plus grandes centrales du monde, comme le « Waldpolenz solar park » de 40 MW (près de Leipzig en Allemagne), est d'abord une affaire d'investissement, qu'ils soient publics ou privés. Pour rentabiliser son investissement, il faut qu'il rapporte, soit sous forme d'économie sur la facture, soit sous forme de rentrée d'argent.

Donc le déploiement du photovoltaïque dépend aujourd'hui de cette rentabilité, qui est possible grâce à trois facteurs essentiels : d'une part la baisse des coûts des modules solaires (et donc la taille de l'installation), d'autre part les politiques nationales qui favorisent ces investissements, et en dernier lieu le rachat du courant produit par les compagnies d'électricité. Sur ce dernier point les pays légifèrent aussi pour pousser les compagnies productrices à signer ces contrats de rachat.

Les pays qui déploient une politique ambitieuse s'appuient donc sur :

– un tarif de rachat du courant produit à un tarif avantageux, jusqu'à 0,60 c€/kWh en 2009 en France (pour des modules intégrés au bâti), en tout cas nettement supérieur au prix de vente du courant traditionnel ; et ce pendant vingt ans fermes ;
– des prêts avantageux pour financer les nouvelles installations ;
– des subventions régionales ;
– des crédits d'impôt.

À ce jour en Europe, l'Allemagne surtout, mais aussi l'Espagne, le France et l'Italie déploient ce genre d'incitations.

Pour obtenir un bon retour sur investissement, il faut également une production aussi élevée que possible. La rentabilité est donc plus évidente dans un pays fortement ensoleillé, comme en témoigne par exemple le boom du marché en Espagne : elle a installé plus de 2,5 GW de photovoltaïque rien qu'en 2008, alors que fin 2007, elle ne totalisait que 0,5 GW sur son sol, contre 4,7 GW pour l'Europe entière.

© Dunod – La photocopie non autorisée est un délit.
Copyright © 2009 Dunod.

☐ **Exemple de rentabilité d'un toit photovoltaïque raccordé au réseau**

Reprenons comme base un système domestique de 3 kWc dans le sud de la France. Dans ce département, on estime à 1 300 kWh/an la production d'un champ de panneaux solaires de 1 kWc[1]. Donc nos 3 kWc récupéreront 3 900 kWh par an. La carte ci-jointe (figure 1.8) donne, pour la France, la production annuelle estimée par kWc installé, pour une exposition optimale des panneaux.

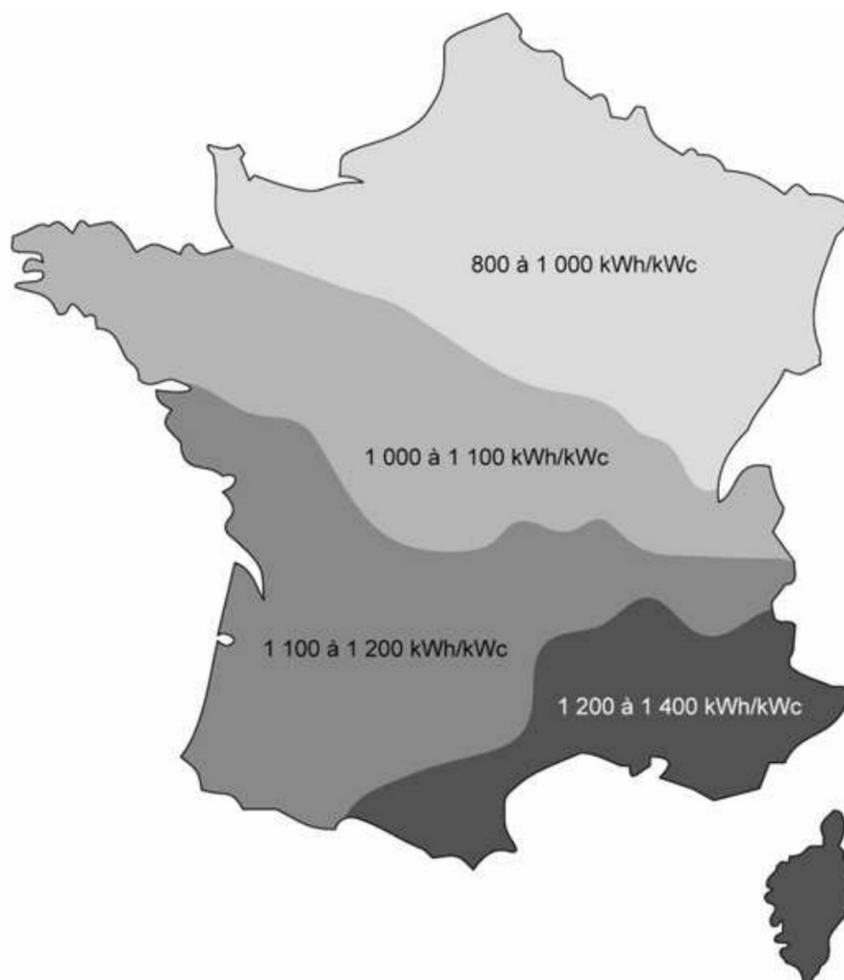


Figure 1.8 – Estimation de la production annuelle d'énergie photovoltaïque en France (en kWh/kWc à l'exposition optimale).

Sachant que le coût du kWh EDF est de l'ordre de 0,10 € (prix 2009), ces 3 900 kWh coûteraient 390 € par an à notre utilisateur sur le réseau. Or le système photovoltaïque coûte au total de l'ordre de 5 €/W installation comprise, soit 15 000 €.

Autoproduction

Si l'utilisateur ne fait que produire pour sa propre consommation, sans passer par le réseau, voici le temps qu'il va lui falloir pour rentabiliser son opération : 15 000 €/390 € par an = 38 ans (!) sans aucune aide, ni subventions, ni revente de son courant.

1. Guide Perseus réédité en 2007 (cf. bibliographie).

Copyright © 2009 Dunod.

La solution « tout photovoltaïque » pour une consommation autonome n'est donc pas justifiée, car elle est moins compétitive que l'électricité du réseau.

Revente du courant à la compagnie d'électricité

Si maintenant on regarde l'ensemble des coûts et des revenus, en intégrant le rachat du courant photovoltaïque par la compagnie d'électricité (à 0,60 €/kWh si les modules sont intégrés en toiture) cela donne par exemple :

Tableau 1.1

Du côté des dépenses	
Coût HT du matériel initial	15 000 €
TVA 5,5 % (maison de plus de deux ans)	825 €
Coût du raccordement au secteur	1 000 €
Remplacement de l'onduleur après dix ans	4 000 €
Coût fixe total	20 825 €
Dépenses annuelles d'entretien	200 €/an
Du côté des recettes	
Revente annuelle du courant produit	2 340 €/an (0,60 € × 3 900 kWh/an)
Bilan	
Bilan du revenu annuel	2 340 – 200 = 2 140 €/an
Temps de retour sur investissement	20 825/2 140 = 9/10 ans ce qui est mieux !

Ceci n'est qu'un exemple : avec des subventions régionales ou un crédit d'impôt, l'opération était rentabilisée plus vite. Avec au contraire une production photovoltaïque moindre (par exemple dans le Nord de la France, ou pour une orientation moins favorable de la toiture), la rentabilité était plus longue à obtenir.

On trouvera d'autres exemples au chapitre 4 entièrement consacré à ces systèmes raccordé au réseau. Pour la France, on pourra se procurer le guide Perseus destiné aux usagers potentiellement intéressés (bibliographie). D'autre part l'ADEME, Agence de l'environnement et de la maîtrise de l'énergie[1], et l'association Hespul[2] donnent en temps réel les aides nationales et régionales ainsi que l'ensemble des démarches à faire.

1.2.3 Systèmes suiveurs et systèmes à concentration

Un *système suiveur* ou *tracker* pour les Anglo-Saxons, est un support de panneau qui suit la trajectoire du Soleil afin d'augmenter sa production en le plaçant face au

1. www.ademe.fr
2. www.hespul.org

© Dunod – La photocopie non autorisée est un délit.
Copyright © 2009 Dunod.

Soleil. Cette poursuite peut se faire suivant une direction, dans ce cas le panneau pivote autour d'un axe, ou dans les deux directions, auquel cas le système doit pouvoir s'orienter d'avant en arrière et de droite à gauche.
Ces systèmes sont donc équipés d'une mécanique articulée, plus ou moins sophistiquée, guidée soit par une horloge astronomique soit par une cellule de détection pour le positionnement vers le Soleil. Le surcoût engendré par ce dispositif doit être compensé par la production supplémentaire générée, c'est rarement rentable pour un seul panneau : on groupe généralement sur une mécanique de suivi plusieurs panneaux, typiquement sur des surfaces de 10 m^2. Ces différents trackers mobiles peuvent ensuite être multipliés sur le terrain pour constituer une centrale au sol. Un exemple est détaillé au paragraphe 4.4.3.

Par ailleurs, sur le modèle des centrales thermodynamiques évoquées au tout début de ce chapitre, on peut associer des concentrateurs du rayonnement solaire à des cellules à très haut rendement (40 % et plus) pour produire de l'électricité photovoltaïque jusqu'à un rendement global de 25 %. Il faut aussi suivre la trajectoire du Soleil pour qu'un concentrateur soit efficace, donc ces systèmes sont également des suiveurs un axe ou deux axes. Les premiers concentrateurs photovoltaïques étaient basés sur des miroirs de grandes dimensions, cylindriques ou paraboliques. Aujourd'hui, ils sont de plus en plus construits avec des lentilles de plus petite taille, ou des petits miroirs paraboliques juxtaposés, avec des cellules placées à leur foyer.
L'emploi de tels systèmes suppose que le Soleil soit visible dans le ciel, avec des rayons directs ; en effet dès qu'il est couvert, le rayonnement diffus domine (en provenance de toutes les directions, § 2.2.2) et les concentrateurs ou les suiveurs n'ont plus d'utilité. C'est pourquoi ils sont surtout employés en Espagne et en Californie par exemple. D'autre part, contrairement aux systèmes fixes, ils demandent de l'entretien mécanique, et également du nettoyage quand il s'agit de miroirs, ce qui est une contrainte d'exploitation devant être intégrée dans les coûts. L'intérêt est donc réservé aux régions très ensoleillées et avec des structures capables d'assurer ces entretiens.

1.3 En quoi le photovoltaïque participe-t-il au développement durable ?

Les énergies renouvelables en général, et le photovoltaïque en particulier, sont souvent considérées comme des solutions alternatives durables aux problèmes actuels de la ressource énergétique, au moins dans le domaine de l'électricité. Voyons concrètement les arguments qui soutiennent cette affirmation.

1.3.1 Impacts sur la planète

1. L'énergie du Soleil est la source la plus renouvelable de toutes

C'est même l'énergie primaire de toutes les énergies présentes sur la terre, à l'exception de la géothermie, qui puise son énergie au cœur de la terre. L'Agence internationale

Copyright © 2009 Dunod.

de l'énergie[1] a calculé qu'une surface de 145 000 km², soit 4 % de la surface des déserts les plus arides, serait suffisante pour couvrir la totalité des besoins énergétiques de la planète.

2. L'énergie solaire photovoltaïque préserve les ressources naturelles

Le silicium est l'un des matériaux les plus abondants de la croûte terrestre, donc l'énergie solaire photovoltaïque préserve les ressources naturelles. Certes il faut traiter de grandes quantités de matière pour obtenir du silicium pur, mais malgré cela, la valeur ajoutée que l'on peut obtenir de chaque unité de matière est élevée, grâce au service rendu par ce silicium sur plus de 20 ans. Cet argument n'est valable que pour les panneaux utilisant le silicium. Les autres technologies emploient des métaux lourds, parfois rares, voire toxiques comme le cadmium, l'indium, le gallium… (voir au chapitre 3, les parties 3.3 et 3.4), ce qui nous interroge sur la pertinence de ces filières à long terme.

3. L'utilisation du photovoltaïque réduit la quantité d'énergie consommée pour produire de l'électricité

C'est ce que l'on appelle l'énergie « grise », en comparaison des autres méthodes de production. On estime aujourd'hui qu'un panneau solaire produit en quelques années seulement (quatre à six selon les technologies) l'énergie qui a été nécessaire à sa fabrication.

4. La fabrication des panneaux solaires utilise en grande partie des matériaux recyclables ou revalorisés

Le silicium provient souvent des rebuts de l'électronique, le verre support et l'aluminium des encadrements et des fixations mécaniques sont des matériaux qui bénéficient déjà de filières de recyclage bien développées.

5. La production d'électricité par un générateur photovoltaïque n'émet pas de gaz à effet de serre

Elle ne génère pas de pollution comparable à celle des modes de production traditionnels. L'économie en émission de CO_2 de l'énergie photovoltaïque est évaluée à 600 g/kWh en comparaison des centrales à charbon, et jusqu'à 900 g/kWh dans les sites isolés lorsqu'elle se substitue à des productions au fioul. En 2030, selon l'EPIA, l'association européenne du photovoltaïque[2], le solaire photovoltaïque permettra de réduire les émissions mondiales de CO_2 de 1,6 milliard de tonnes par an, soit l'équivalent de 450 centrales au charbon d'une puissance moyenne de 750 MW.

6. C'est une énergie fiable et durable

Les générateurs photovoltaïques sont modulaires, faciles à mettre en œuvre et à entretenir. Ils n'ont que très peu d'usure intrinsèque. Leur durée de vie est de 20 à 30 ans.

1. www.iea.org
2. European Photovoltaic Industry Association : www.epia.org

© Dunod – La photocopie non autorisée est un délit.
Copyright © 2009 Dunod.

1.3.2 Impacts sur l'homme

1. Cette industrie minimise les déchets toxiques

La pollution émise lors de la fabrication des cellules solaires est relativement faible (sauf en ce qui concerne certains matériaux à risque comme le cadmium, partie 3.3). Et il n'y a absolument aucune émission toxique lors de la génération d'électricité par les panneaux solaires.

2. C'est une technologie qui favorise la santé publique

En particulier dans les pays à faible densité de population, souvent mal électrifiés, la production de froid du solaire photovoltaïque permet la conservation des aliments, des médicaments et des vaccins, et contribue ainsi à l'hygiène et à la santé dans les pays défavorisés. De même le pompage solaire et les systèmes de purification d'eau améliorent l'accès à l'eau potable.

3. C'est une technologie qui favorise le développement humain

En apportant l'électricité dans des endroits reculés, le photovoltaïque améliore considérablement le niveau de vie des habitants : l'éducation est meilleure avec une école éclairée, équipée de ventilateurs et d'un téléviseur ; l'agriculture est facilitée par les possibilités d'irrigation, de travail mécanique (moulin à grains par exemple) ; le travail des artisans est encouragé par la présence d'électricité : pour les machines à coudre, les outillages, l'éclairage du soir…

4. Cette technologie évite l'exode rural et l'urbanisation massive

En conséquence, cette technologie évite l'exode rural et l'urbanisation massive difficiles à gérer dans certains pays, qui ne sont pas en mesure de fournir des emplois et des habitations décentes à tous les migrants.

5. Le photovoltaïque contribue indirectement à la régulation de la surpopulation mondiale

Dans la mesure où l'on constate généralement un lien direct entre l'augmentation du niveau de vie et la chute de la natalité, le photovoltaïque contribue indirectement à la régulation de la surpopulation mondiale.

6. Le photovoltaïque génère de l'activité économique et des emplois

Dans les pays producteurs de panneaux solaires mais aussi un peu partout où ils sont vendus, installés, entretenus, le photovoltaïque génère de l'activité économique et des emplois.

Copyright © 2009 Dunod.

2 • ÉNERGIE LUMINEUSE ET CONVERSION PHOTOVOLTAÏQUE

2.1 La lumière sous toutes ses formes

Quand on évoque la lumière en physique, une des premières grandeurs qui vient à l'esprit est la vitesse de la lumière, qui ne peut être égalée et encore moins dépassée. Rien ne peut aller plus vite que la lumière, et c'est sur ce postulat que repose la célèbre théorie de la relativité d'Einstein. Il a découvert que la matière (m) est énergie (E), et vice versa, et que ces grandeurs sont liées par la vitesse de la lumière au carré. C'est ce qu'exprime sa fameuse formule $E = mC^2$. Dans le vide, la vitesse de cette lumière C (pour célérité) est de 299 792 458 m/s, à peine plus d'une seconde pour parcourir la distance Terre/Lune[1].

Cette lumière apparaît donc à nos yeux comme un rayon se propageant en ligne droite, et obéissant à certaines lois, décrites par l'optique que l'on appelle « géométrique » : réflexion sur une surface, réfraction (déviation du faisceau à l'entrée dans un milieu), focalisation par une lentille, diffusion sur une surface rugueuse… Tous ces phénomènes sont concernés quand il s'agit de capter la lumière dans une cellule photovoltaïque (§ 2.3.1).

Mais ils n'expliquent pas tout, loin de là. Pourquoi faut-il de la lumière pour que notre œil perçoive son environnement ? Comment la lumière peut-elle traverser le verre ? Comment se forme l'arc-en-ciel ?… Les questions sont multiples. Pour rendre compte de toutes les observations, depuis le Moyen Âge, les scientifiques ont cherché à décrire la nature profonde de la lumière et élaboré de nombreuses théories, parfois contradictoires.

2.1.1 Dualité onde-particule

Si l'on fait passer un faisceau lumineux par deux fentes assez rapprochées, on observe sur un écran placé derrière non pas deux taches de lumière mais un ensemble de taches sombres et lumineuses alternées, des *interférences*. Ce phénomène ne peut s'expliquer que si la lumière est une onde qui se propage dans l'espace. En effet lorsque deux ondes arrivent au même point, elles peuvent soit se

1. Pour en savoir plus, voir par exemple l'excellent ouvrage de vulgarisation : Séverine Martrenchard-Barra, *Lumière Matière*, CNRS Éditions, collection « Nature des Sciences », Centre de vulgarisation de la connaissance.

© Dunod – La photocopie non autorisée est un délit.
Copyright © 2009 Dunod.

renforcer, soit s'annuler, d'où les alternances de taches sombres et brillantes sur l'écran. De nombreuses expériences vinrent conforter cette théorie ondulatoire, notamment les observations de l'astronome Huygens, les travaux de Young, Fresnel, Arago et Maxwell, qui mit en équations la propagation des ondes lumineuses.

D'autres physiciens comme Newton défendaient une autre conception de la lumière, celle d'un faisceau de particules, pour expliquer la réflexion : les grains de lumière « rebondissent » sur le miroir.

Ce n'est qu'au XXe siècle que seront enfin réconciliées ces deux théories dites *ondulatoire* et *corpusculaire* de la lumière, grâce à la découverte du *photon* par Planck et Einstein. Car en pratique la lumière a bien une double nature.

– C'est une onde électromagnétique, soit une oscillation périodique, caractérisée par sa longueur d'onde λ (périodicité spatiale, figure 2.1) ou sa fréquence ν : plus la fréquence est élevée, plus la longueur d'onde est faible et inversement : $\nu = C/\lambda$, où C est la célérité de la lumière. Dans la partie visible du spectre solaire (§ 2.2.2), la longueur d'onde se manifeste par la « couleur » de la lumière.
– C'est aussi un faisceau de photons qui sont comme des « grains de lumière » porteurs d'énergie, chacun en fonction de leur longueur d'onde, selon la formule de Louis de Broglie (1924) :

$$E = \mathrm{h}\nu = \frac{\mathrm{hC}}{\lambda}$$

où h est la constante de Planck.

C'est cette énergie portée par les photons qui est à l'origine de la conversion photovoltaïque : elle va libérer des charges électriques dans le matériau (§ 2.3.2).

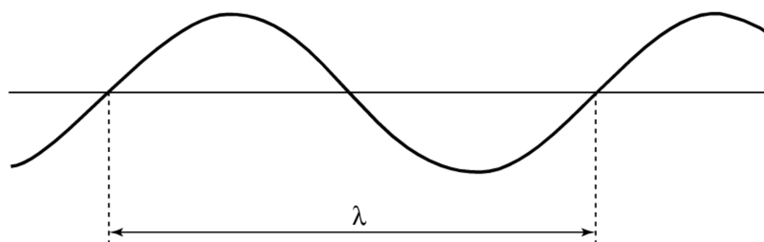


Figure 2.1 – Définition de la longueur d'onde (λ).

■ Répartition spectrale des ondes électromagnétiques

On appelle *répartition spectrale* ou *spectre* la répartition des ondes selon leur longueur d'onde. Pour la lumière visible, cela se manifeste par le fait que la lumière blanche est en fait composée de plusieurs couleurs, visibles par décomposition à travers un prisme (figure 2.2) ou dans l'arc-en-ciel. Or les ondes électromagnétiques ne se réduisent pas à la seule lumière visible, qui ne représente en réalité qu'une infime portion de tous les rayonnements électromagnétiques connus. Évidemment le terme de *lumière* est plutôt adapté à cette partie visible par l'homme, mais par extension, il est souvent appliqué à tout le spectre solaire qui va de l'ultraviolet proche (250 nm) au proche infrarouge (10 µm). Voir les détails au paragraphe 2.2.2.

Copyright © 2009 Dunod.

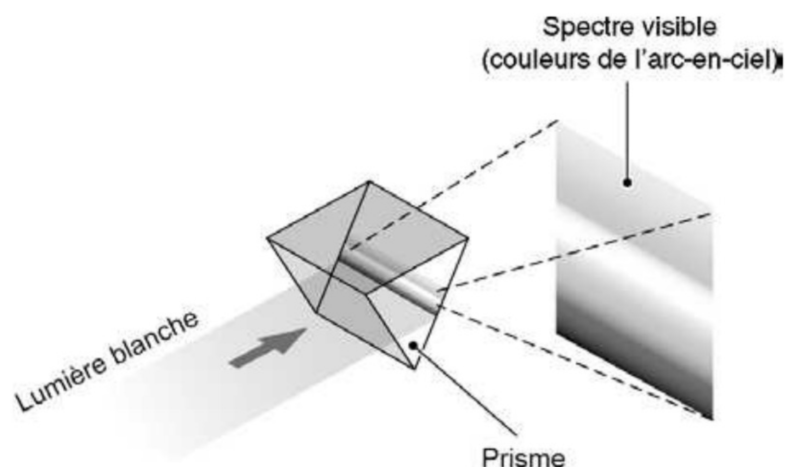


Figure 2.2 – Décomposition de la lumière blanche par un prisme.

Le tableau 2.1 décrit brièvement l'ensemble des ondes électromagnétiques, leur domaine de longueur d'onde et quelques-unes de leurs applications :

Tableau 2.1 – Répartition en longueur d'onde des ondes électromagnétiques.

	Longueur d'onde	Fréquence	Exemples d'applications
Rayons γ	< 0,01 nm		
Rayons X	0,01 – 10 nm		Radiographie
Ultraviolet	10 – 400 nm		Bronzage, purification de l'eau
Visible	400 – 800 nm		Vision diurne, photosynthèse
Proche infrarouge	800 nm – 10 µm		Vision nocturne
Infrarouge thermique	10 µm – 1 mm		Chauffage, cuisson
Micro-ondes	1 mm – 10 cm		Fours de cuisine
Ondes radar	10 cm – 1 m	3 GHz-300 MHz	Téléphone portable, détection de vitesse
Ondes radio	> 1 m	< 300 MHz	Radio, TV, télécoms

2.1.2 Sources de lumière

Intéressons-nous maintenant à ce qui produit de la lumière dans notre environnement. La lumière naturelle par excellence est bien entendu celle du Soleil, et de loin la plus énergétique. Nous y revenons en détail ci-dessous (paragraphe 2.2). Les dispositifs photovoltaïques et solaires thermiques ont par définition été développés pour convertir cette énergie d'origine solaire.

Mais cette source de lumière n'est pas la seule, l'homme ayant, depuis la découverte du feu, inventé et fabriqué de multiples sources de lumière artificielle.

Le feu, les torches, bougies, lampes à huile ou à pétrole… qui produisent de la lumière par combustion illustrent on ne peut plus concrètement l'équivalence

© Dunod – La photocopie non autorisée est un délit.
Copyright © 2009 Dunod.

énergie/matière d'Einstein. En effet, c'est la décomposition de la matière (le combustible) qui produit l'émission de lumière. Ce sont les sources traditionnelles les plus anciennes utilisées par les hommes pour s'éclairer la nuit. Et les premiers physiciens qui ont cherché à quantifier la lumière ont tout naturellement eu recours à la quantité émise par une bougie ! Ainsi sont nées les unités de la « bougie » puis de la « bougie nouvelle » et plus sérieusement de la « Candela », définie plusieurs fois puis figée en 1979[1].
Avec la découverte de la fée électricité sont nées ensuite de multiples sources de lumière électriques : les lampes à incandescence, puis halogènes, les tubes fluorescents, les lampes à décharge et à semi-conducteurs (diodes électroluminescentes, LED).

■ Types de sources lumineuses

Toutes ces sources lumineuses peuvent être classées en quatre catégories, selon le type de spectre qu'elles émettent, c'est-à-dire en fonction de la répartition de l'énergie lumineuse émise dans les différentes longueurs d'onde.

□ Spectre continu

Dans un tel spectre, il y a émission d'énergie lumineuse de manière continue, à chaque longueur d'onde. Il s'agit essentiellement des sources thermiques, qui utilisent la chaleur comme source d'énergie. C'est le cas par exemple des ampoules à incandescence et halogènes, du Soleil ou d'une bougie.

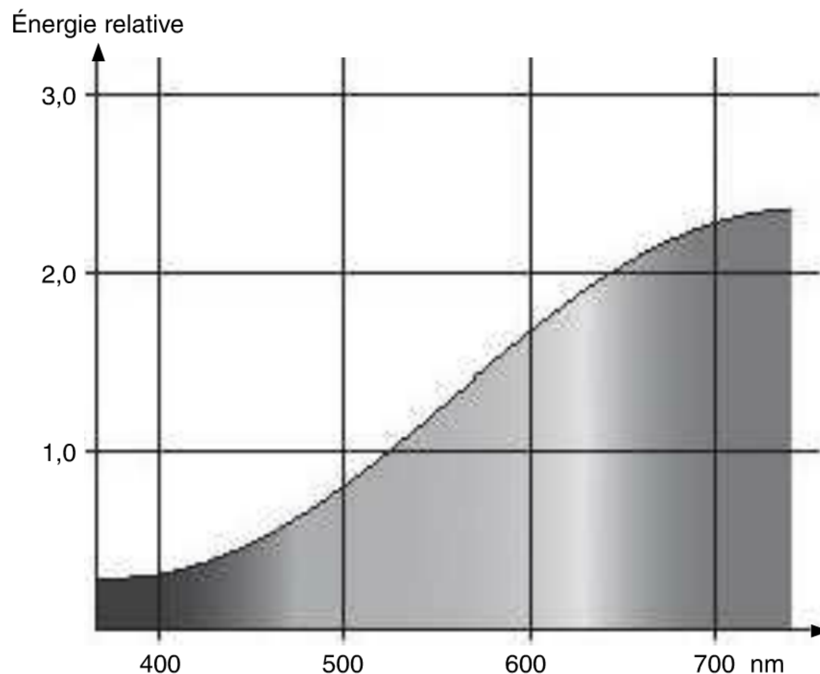


Figure 2.3 – Spectre continu, émis par une ampoule halogène.

1. La candela est l'intensité lumineuse, dans une direction donnée, d'une source qui émet un rayonnement monochromatique de fréquence 540×10^{12} hertz et dont l'intensité énergétique dans cette direction est 1/683 watt par stéradian.

Copyright © 2009 Dunod.

□ Spectre discontinu

Ce type de spectre présente de nombreux trous, dans lesquels aucune énergie lumineuse n'est émise. Les sources utilisant une décharge électrique dans un gaz ionisé émettent généralement un spectre discontinu.

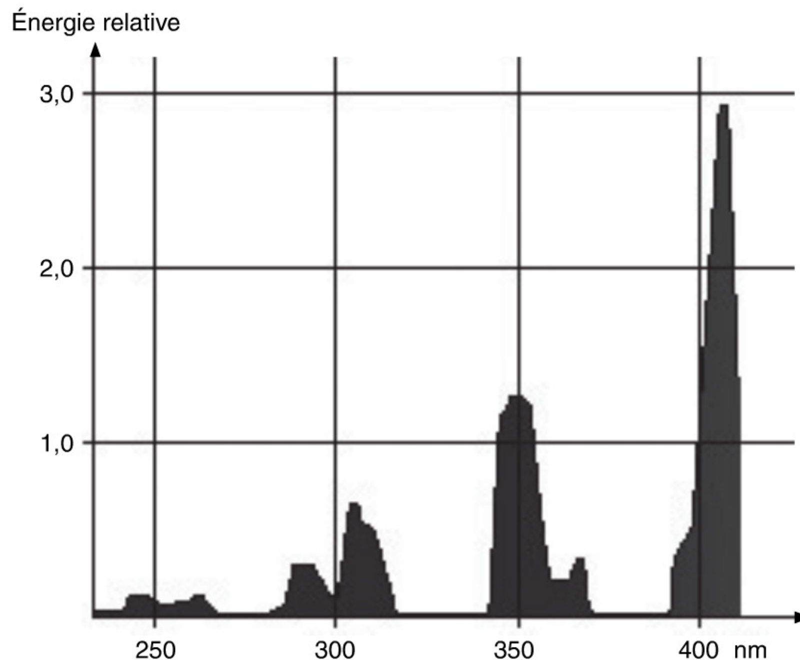


Figure 2.4 – Spectre discontinu d'une lampe aux vapeurs de mercure, émettant dans les UV

□ Spectre combiné

Il s'agit de la combinaison d'un spectre continu et d'un spectre discontinu. Ce type particulier est émis par des sources à décharge électrique modifiées, telles que les tubes fluorescents.

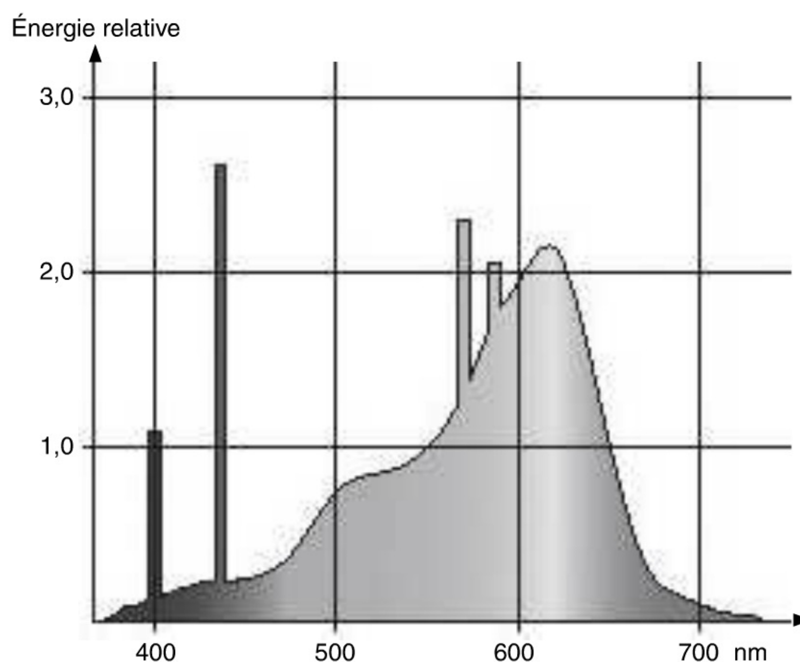


Figure 2.5 – Spectre combiné d'un tube fluorescent de type « Warm white ».

© Dunod – La photocopie non autorisée est un délit.
Copyright © 2009 Dunod.

Ces tubes sont maintenant les plus utilisés pour notre éclairage artificiel au quotidien. On les appelle parfois à tort des « néons » à cause de leurs ancêtres qui étaient effectivement remplis de ce gaz, le néon. La forme de ces spectres est importante pour le photovoltaïque. Par exemple, on apprend ici que ces sources « combinées » comme les tubes fluo comportent une part importante de lumière bleue, bien absorbée par le matériau silicium amorphe, ce qui rend les cellules solaires réalisées avec ce matériau apte à produire du courant sous ce type de lampes fluorescentes.

□ Spectre de raies

Certaines sources lumineuses, comme les lasers ou les diodes laser, n'émettent que dans de rares longueurs d'onde. Associées à des filtres à bande passante étroite, ces sources deviennent pratiquement monochromatiques.

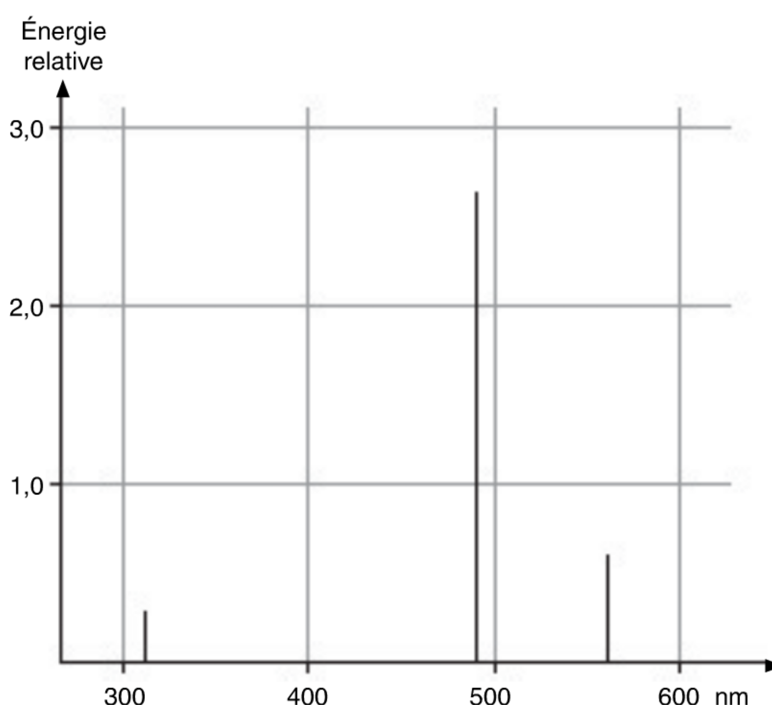


Figure 2.6 – Les trois principales raies d'émission du laser Argon-ion.

■ Température de couleur

En comparant le spectre continu émis par une source thermique à celle d'un « corps noir », objet idéal dont l'émission ne dépend que de la température, on peut assigner à chaque source thermique une valeur de température de couleur, exprimée en Kelvin, qui précise la répartition spectrale de cette source. Cette température décrit donc la couleur apparente de la source lumineuse qui varie du rouge orangé de la flamme d'une bougie (1 800 K) au blanc bleuté dans le cas d'un flash électronique (entre 5 000 et 6 500 K selon les fabricants). C'est paradoxal car une lumière de couleur bleue, qui paraît plus froide à l'œil, correspond en fait à une température de couleur élevée, et inversement, une couleur plus rouge à une faible température de couleur.

Copyright © 2009 Dunod.

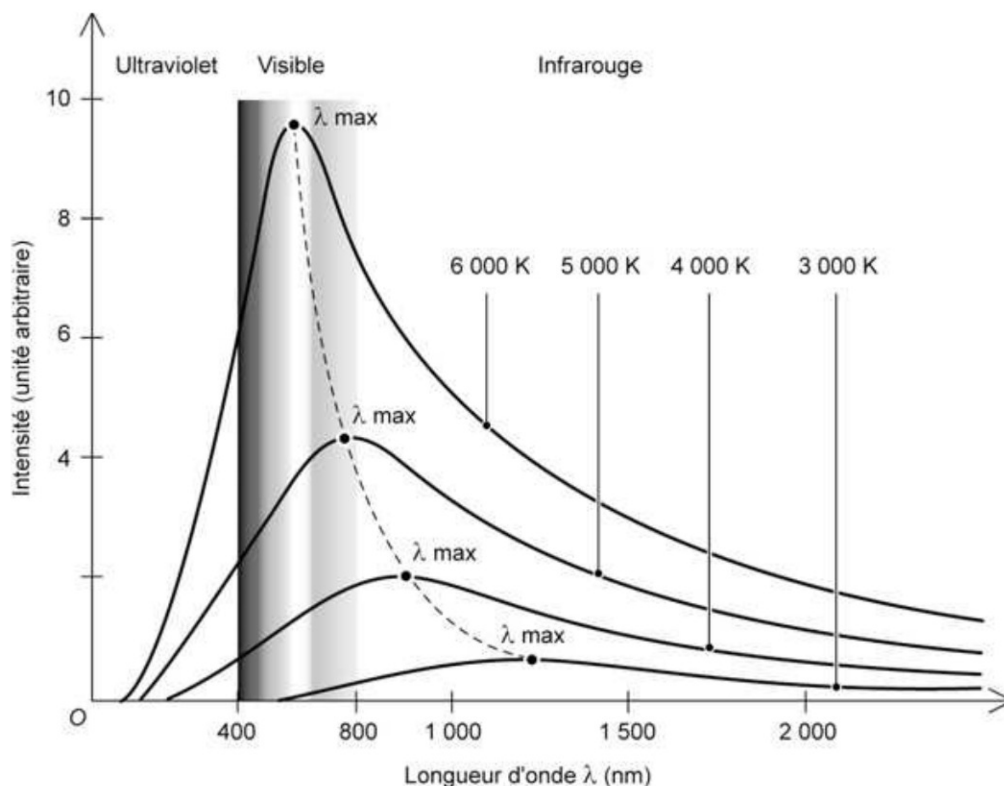


Figure 2.7 – Spectre d'émission d'un corps noir en fonction de la température de couleur.

- Bougie : 1 800 K
- Soleil à l'horizon : 2 000 K
- Lampe au sodium : 2 200 K
- Lampe à incandescence : 2 400 à 2 700 K
- Tube fluorescent blanc chaud : 2 700 à 3 000 K
- Lampe aux halogénures métalliques : 3 000 à 4 200 K
- Lampe halogène : 3 000 à 3 200 K
- Tube fluorescent « blanc neutre » : 3 900 à 4 200 K
- Soleil en journée (ciel dégagé) : 5 500 à 5 800 K
- Spectre solaire AM 0 (§ 2.2.2) : 5 900 K
- Tube fluorescent « lumière du jour » : 5 400 à 6 100 K
- Flash électronique : 5 000 à 6 500 K
- Ciel nuageux : 7 000 à 9 000 K

Quant au Soleil, comme on le voit, sa répartition spectrale varie selon l'heure du jour, elle va d'une source rougeâtre à l'aube et au crépuscule, à une source beaucoup plus bleue sous les nuages. Ceci n'est pas sans importance dans la compréhension des phénomènes photovoltaïques. Nous y revenons en comparant les technologies au chapitre 3.

© Dunod – La photocopie non autorisée est un délit.
Copyright © 2009 Dunod.

2.2 Le rayonnement solaire terrestre

2.2.1 Géométrie Terre/Soleil

Le Soleil est une étoile de forme pseudo-sphérique dont le diamètre atteint 1 391 000 km. Il est situé à une distance moyenne de 149 598 000 km de la Terre. Composé de matière gazeuse, essentiellement de l'hydrogène et de l'hélium, il est le siège de réactions de fusion nucléaire permanentes et sa température de cœur atteint 10^7 K.

■ Mouvements de la Terre

La Terre décrit autour du Soleil une trajectoire légèrement elliptique dont le soleil occupe un foyer (figure 2.8). En fait la distance qui les sépare varie de ± 1,69 % au cours de l'année du fait de la légère excentricité de l'orbite terrestre (e = 0,017).

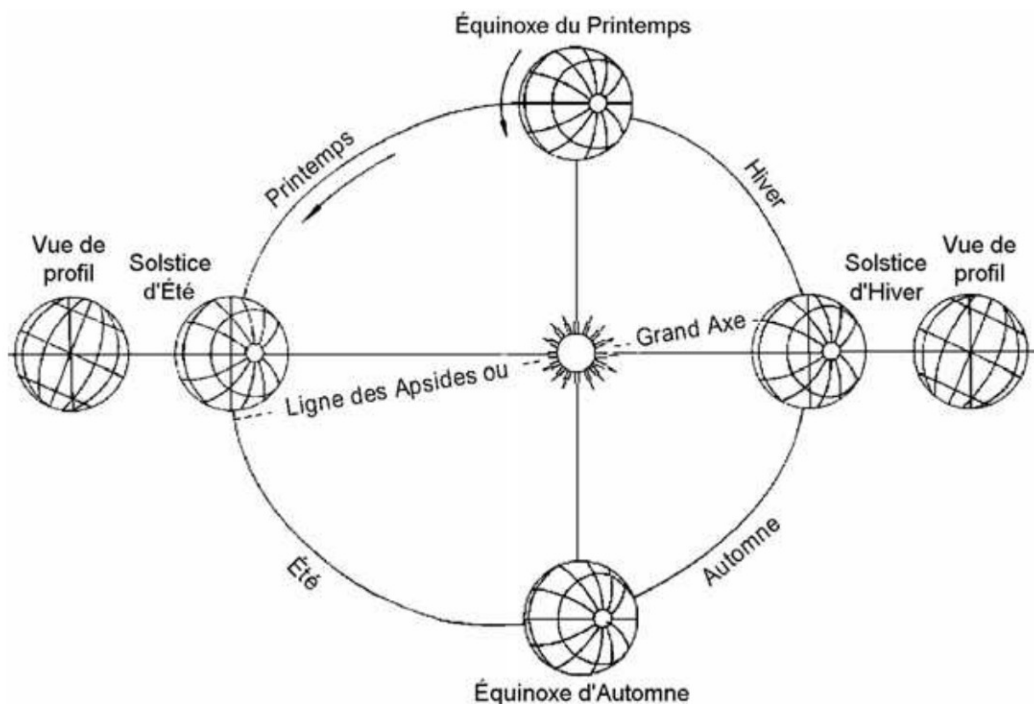


Figure 2.8 – Plan de l'écliptique : l'orbite terrestre et les saisons.

L'axe de rotation de la Terre sur elle-même est incliné de 23° 27' par rapport au *plan de l'écliptique* (plan de l'orbite terrestre). On appelle *déclinaison* δ l'angle formé par l'axe Terre/Soleil avec le plan de l'équateur à un moment donné de l'année. La déclinaison vaut donc + 23° 27' au solstice d'été, – 23° 27' au solstice d'hiver, et est nulle aux équinoxes. Cette déclinaison est responsable des saisons, car dans l'hémisphère Nord, les rayons nous parviennent avec un angle plus élevé en été, et plus bas sur l'horizon en hiver (c'est le contraire dans l'hémisphère sud). Elle explique aussi que les différences saisonnières soient plus marquées vers les hautes latitudes.
On sait également que l'activité solaire n'est pas constante et qu'elle subit des éruptions solaires, mais leurs conséquences ne dépassent pas 4 % de variation d'intensité du rayonnement émis.

Copyright © 2009 Dunod.

Trajectoire apparente du Soleil

Pour un observateur situé sur la surface de la Terre, le Soleil décrit une *trajectoire apparente* qui dépend de la *latitude* et la *longitude* du lieu où il se trouve. Rappelons que la latitude est la distance angulaire d'un point quelconque du globe par rapport à l'équateur (de 0 à 90° dans l'hémisphère nord). Quant à la longitude, c'est également un angle, donné par rapport au méridien de Greenwich (arc de cercle passant par les deux pôles et la ville de Greenwich en Angleterre) en se déplaçant vers l'Est.

La position du Soleil est définie par deux angles : sa *hauteur angulaire* h – l'angle entre la direction du Soleil et le plan horizontal du lieu – et son *azimut* α – l'angle entre le méridien du lieu et le plan vertical passant par le Soleil, compté négativement vers l'est (figure 2.9).

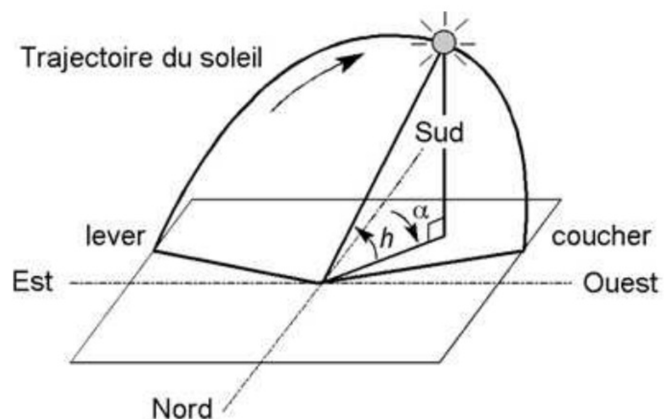


Figure 2.9 – Définitions de la position du Soleil (hauteur et azimut).

La figure 2.10 retrace les trajectoires décrites par le Soleil pour un lieu donné. On peut y lire la hauteur et l'azimut du Soleil pour un instant quelconque de l'année.

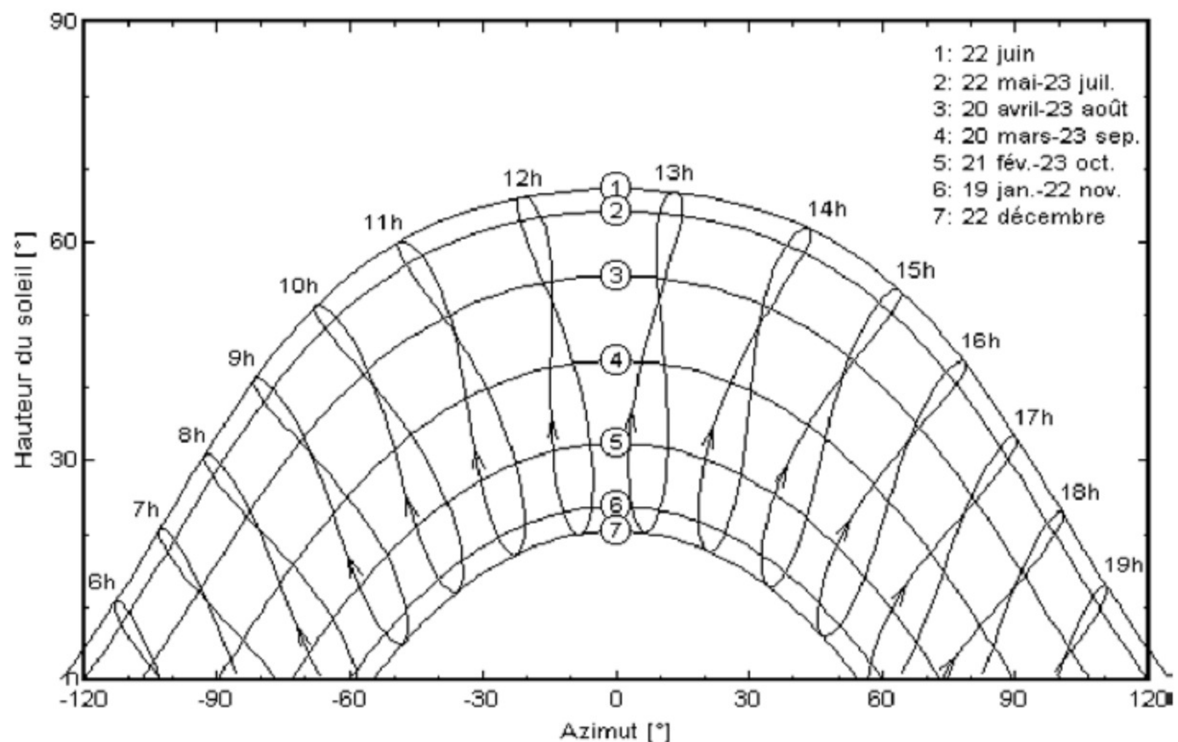


Figure 2.10 – Trajectoires du Soleil à Genève (latitude 46° 12′ N, longitude 6° 09′ E).

© Dunod – La photocopie non autorisée est un délit.
Copyright © 2009 Dunod.

2.2.2 Caractéristiques du rayonnement solaire

■ Énergie renouvelable

L'énergie qui nous vient du Soleil représente la quasi-totalité de l'énergie disponible sur terre. Outre l'apport direct sous forme de lumière et chaleur, elle est à l'origine de la biomasse (photosynthèse), du cycle de l'eau, des vents, des courants océaniques, et, sous forme stockée durant des millions d'années, de nos réserves de gaz, pétrole et charbon.

Les seules ressources énergétiques non solaires sont la chaleur de la terre (géothermie), les marées et l'énergie nucléaire.

L'énergie du Soleil est produite par les réactions de fusion thermonucléaire : les noyaux d'hydrogène (protons) s'assemblent en noyaux d'hélium (deux protons + deux neutrons). Cette énergie est émise dans l'espace par la surface du Soleil, notamment sous forme d'ondes électromagnétiques dans le domaine visible, ultraviolet et infrarouge, donc beaucoup de lumière.

■ Rôle de l'atmosphère

Cette énergie lumineuse dite « extraterrestre » c'est-à-dire avant son entrée dans l'atmosphère, a été évaluée avec précision par la NASA et vaut 1 357 W/m^2. Il s'agit de l'irradiance reçue, ou rayonnement solaire instantané, à un instant donné au-dessus de l'atmosphère terrestre, en incidence normale (c'est-à-dire sur un plan perpendiculaire à la direction du Soleil). On appelle cette valeur *constante solaire*, mais elle ne l'est pas tout à fait à cause des légères variations de la distance Terre/Soleil et de l'activité solaire.

Cette énergie qui descend en ligne droite vers notre planète ne peut pas nous parvenir sur la terre en intégralité car elle va subir des transformations en traversant l'atmosphère : par absorption et par diffusion.

En effet, l'atmosphère contient, on le sait, une majorité d'azote et d'oxygène (respectivement 78 et 21 %), mais aussi de l'argon, du CO_2, de la vapeur d'eau, et la fameuse couche d'ozone de la stratosphère, dont le rôle de filtrage des UV les plus durs est si important. Les poussières et les nuages (formés de minuscules gouttelettes d'eau, à ne pas confondre avec la vapeur d'eau, qui elle est un gaz) ont aussi leur importance dans la diffusion du rayonnement solaire.

■ Masse d'air

Plus le Soleil est bas sur l'horizon, plus il va traverser une épaisseur importante d'atmosphère et plus il va subir de transformations.

On appelle masse d'air, ou *Air Mass* en anglais, le rapport entre l'épaisseur d'atmosphère traversée par le rayonnement direct pour atteindre le sol et l'épaisseur traversée à la verticale du lieu (figure 2.11).

Copyright © 2009 Dunod.

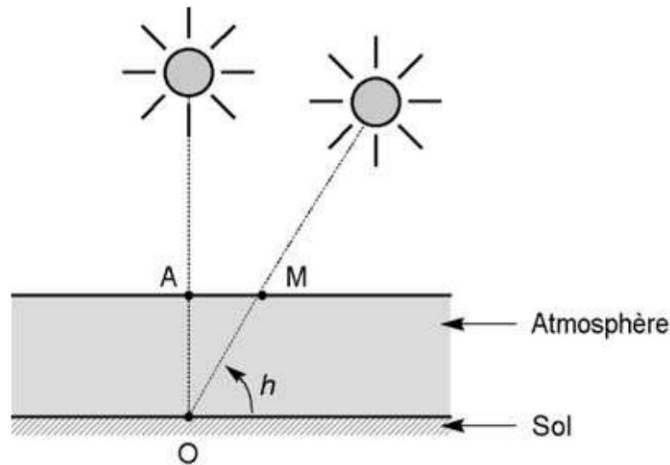


Figure 2.11 – Définition de l'Air Mass.

Cela dépend surtout de la hauteur angulaire h du Soleil définie précédemment (figure 2.9). À l'aide des points 0, A et M et cet angle h représentés à la figure 2.11, on écrit la longueur du trajet du Soleil à travers l'atmosphère :

$$OM = \frac{OA}{\sin h}$$

$$\text{donc l'Air Mass } \frac{OM}{OA} = \frac{1}{\sin h}.$$

Dans l'expression AMx, x désigne ce rapport OM/OA.

EXEMPLES

AM 0 : désigne par convention le rayonnement solaire hors atmosphère.

AM 1 : Soleil au zénith (au niveau de la mer)

AM 1.5 : Soleil à 41,8° – choisi comme référence pour le photovoltaïque

AM 2 : Soleil à 30°

Rayonnement direct, diffus et global

En traversant l'atmosphère, le rayonnement solaire est partiellement absorbé et diffusé. Au sol, on distingue plusieurs composantes.

Le rayonnement direct est reçu du Soleil en ligne droite, sans diffusion par l'atmosphère. Ses rayons sont parallèles entre eux ; le rayonnement direct forme donc des ombres et peut être concentré par des miroirs.

Le rayonnement diffus est constitué par la lumière diffusée par l'atmosphère (air, nébulosité, aérosols). La diffusion est le phénomène qui répartit un faisceau parallèle en une multitude de faisceaux partant dans toutes les directions. Dans le ciel, ce sont à la fois les molécules d'air, les gouttelettes d'eau (nuages) et les poussières qui produisent cet « éclatement » des rayons du Soleil. Cela dépend donc avant tout des conditions météorologiques. Par temps couvert, on admet que le rayonnement diffus est *isotrope*, c'est-à-dire qu'on reçoit un rayonnement identique de toutes les directions de la voûte céleste. Par temps clair ou voilé, outre le ciel bleu

© Dunod – La photocopie non autorisée est un délit.
Copyright © 2009 Dunod.

relativement isotrope (diffusion sur l'air), on a une couronne plus brillante autour du Soleil (composante appelée *circumsolaire*) et souvent un renforcement sur l'horizon, la *bande horizon.*

L'albédo est la partie réfléchie par le sol. Il dépend de l'environnement du site. La neige, par exemple, renvoie énormément de rayons lumineux alors qu'un asphalte n'en renvoie pratiquement aucun. Il faudra en tenir compte pour évaluer le rayonnement sur plans inclinés.

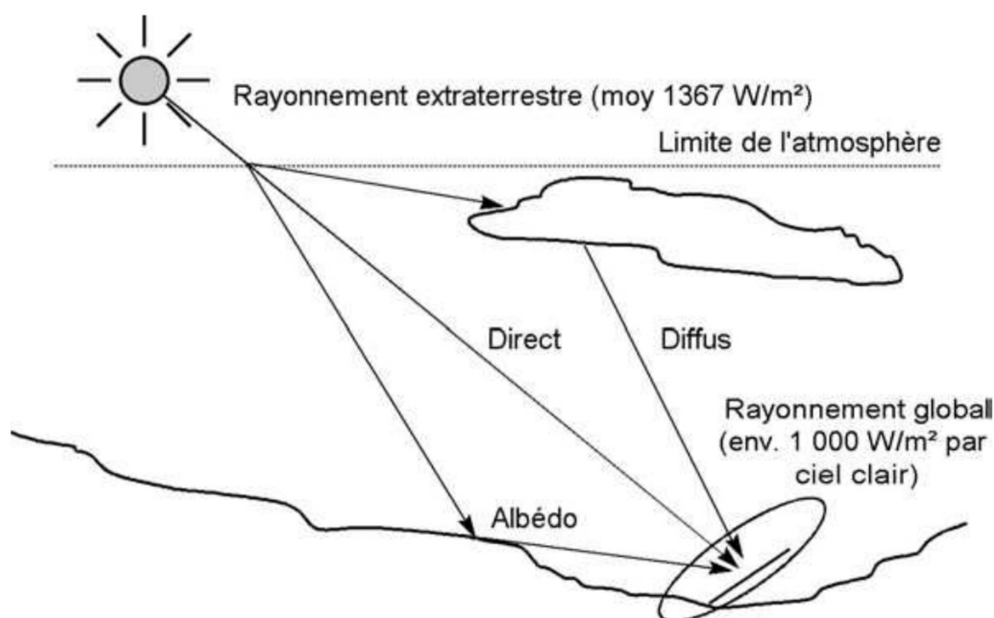


Figure 2.12 – Composantes du rayonnement solaire au sol.

Le rayonnement global est tout simplement la somme de ces diverses contributions comme le montre la figure 2.12.

Lorsque l'on considère le rayonnement direct, on appelle rayonnement direct normal le rayonnement direct mesuré perpendiculairement aux rayons du Soleil. Mesuré selon un plan non perpendiculaire, le même rayonnement irradie une surface plus grande, il est donc moins intense, c'est ce que l'on appelle *l'effet cosinus*.

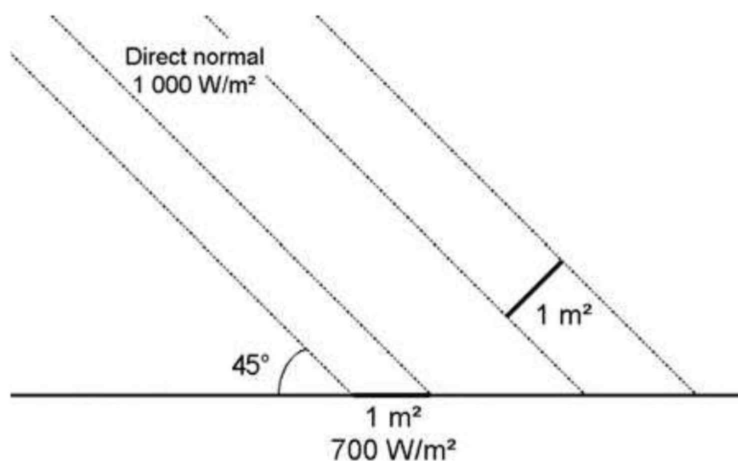


Figure 2.13 – L'effet cosinus.

Copyright © 2009 Dunod.

C'est ce qui fait notamment que le rayonnement direct sur un plan horizontal est toujours inférieur au rayonnement dans le plan perpendiculaire au Soleil. Par contre, le rayonnement diffus peut être supérieur car le plan horizontal « voit » une plus grande part de la voûte céleste.

Ce phénomène conduit notamment les concepteurs d'alimentations solaires à installer à l'horizontale des panneaux solaires performants sous rayonnement diffus sur les sites géographiques qui ont très souvent un ciel couvert. En effet, lorsque le Soleil est rarement visible, cela signifie que le rayonnement direct est peu intense, il vaut mieux regarder toute la voûte céleste pour récupérer un maximum de rayonnement diffus (cf. le cas décrit au § 5.6.1).

■ Spectre solaire

Le spectre du Soleil, c'est sa décomposition en longueurs d'onde ou en couleurs comme on l'a vu plus haut. La lumière solaire est en effet composée de touts sortes de rayonnements de couleurs différentes, caractérisées par leur gamme de longueur d'onde.

Les photons, grains de lumière qui composent ce rayonnement électromagnétique, sont porteurs d'une énergie qui est reliée à leur longueur d'onde par la relation :

$$E = h\nu = \frac{hC}{\lambda}$$

où h est la constante de Planck, ν la fréquence, *C* la vitesse de la lumière et λ la longueur d'onde (§ 2.1.1).

La courbe standard de la répartition spectrale du rayonnement solaire extraterrestre AM0, compilée selon les données recueillies par les satellites, est répartie comme suit :

Ultraviolet UV	$0{,}20 < \lambda < 0{,}38$ µm	6,4 %
Visible	$0{,}38 < \lambda < 0{,}78$ µm	48,0 %
Infrarouge IR	$0{,}78 < \lambda < 10$ µm	45,6 %

Pour les unités de mesures, se reporter à l'annexe 1.

La figure 2.14 montre l'atténuation observée après le passage à travers une épaisseur d'atmosphère correspondant à une masse d'air 1,5, soit l'équivalent d'une hauteur du Soleil de 41,8° au niveau de la mer. L'irradiance spectrale est le flux solaire pour une longueur d'onde donnée (et donc une couleur donnée, en ce qui concerne la lumière visible).

Ce spectre de ciel clair, noté **AM1.5**, sert de référence pour la mesure de cellules photovoltaïques. Les simulateurs servant à mesurer les modules tentent de le reproduire aussi fidèlement que possible. On peut également remarquer le spectre du diffus par beau temps, nettement renforcé vers le bleu du fait de la diffusion de Rayleigh sur l'air.

© Dunod – La photocopie non autorisée est un délit.
Copyright © 2009 Dunod.

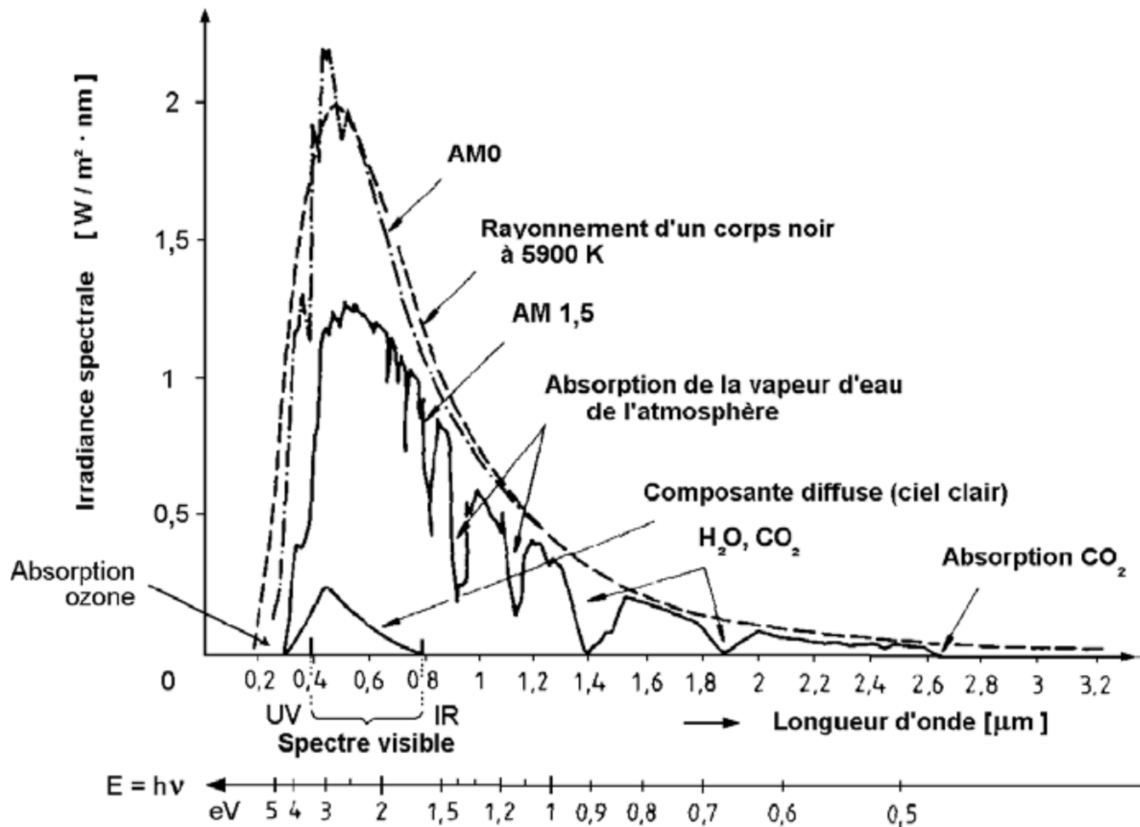


Figure 2.14 – Répartition spectrale du rayonnement solaire : **a.** Hors atmosphère (AM0). **b.** À l'incidence 41,8° (AM1.5).

On voit clairement sur le spectre AM 1.5 les bandes d'absorption correspondant aux gaz de l'atmosphère, notamment le CO_2 et la vapeur d'eau. Est représenté aussi sur la figure 2.13 le spectre d'un corps noir dont la température de couleur serait de 5 900 K, très proche du spectre solaire AM 0. En effet, comme on l'a vu plus haut, le Soleil est souvent assimilé à ce corps noir, ce qui permet aux physiciens d'élaborer des modèles pour expliquer son comportement et ses émissions de rayonnement (§ 2.1.2).

Dans la pratique, il ne faut pas oublier que ce spectre décrit un ensoleillement de référence, certes, mais qui n'est pas du tout permanent. La réalité est beaucoup plus diverse et complexe. Par exemple, comme on l'a vu plus haut, la température de couleur et donc le spectre de la source solaire peut varier de 2 000 à 10 000 K.

2.2.3 Le rayonnement solaire sur notre planète

La conception de systèmes photovoltaïques nécessite une connaissance aussi précise que possible du rayonnement solaire exploitable sur le site d'installation, dans le plan des panneaux solaires. C'est un des paramètres essentiels de l'étude préalable : pour un besoin électrique donné, plus d'énergie solaire reçue implique moins de panneaux solaires à installer et inversement.

On serait tenté de penser que l'énergie solaire hors atmosphère étant connue, ainsi que la course du Soleil en tout point du globe, on peut reconstituer l'énergie solaire reçue au sol. Ce serait oublier l'influence de l'atmosphère qui provoque la diffusion

Copyright © 2009 Dunod.

et l'absorption d'une partie du rayonnement incident. Le diffus représente plus de 50 % du rayonnement annuel disponible dans les régions tempérées contre 30 à 45 % dans les pays ensoleillés et en montagne, et 15 à 20 % lors des belles journées, même dans les pays du Sud.

Or, la modification par l'atmosphère du rayonnement solaire obéit à des phénomènes assez complexes et surtout en grande partie aléatoires. L'état de notre ciel et donc le flux lumineux reçu au niveau du sol à un instant donné dépendent d'un grand nombre de paramètres :

– les gaz présents dans l'atmosphère,
– les nuages,
– l'albédo (réflectivité du sol),
– la température ambiante,
– le vent,
– l'humidité relative…

Or ces paramètres dépendent :

– du lieu géographique,
– de la saison,
– de l'heure de la journée,
– des conditions météo du moment…

Bien sûr les scientifiques, en particulier les climatologues, élaborent des modèles pour décrire et prédire ces phénomènes atmosphériques, mais le moyen le plus sûr pour disposer de données fiables est encore de recourir à des statistiques accumulées sur les années antérieures grâce à des instruments de mesure. Certes le climat évolue et il faudra en tenir compte, mais relativement lentement par rapport aux marges de sécurité que l'on prend de toute façon.

Voyons maintenant quels instruments sont utilisés pour quantifier le rayonnement solaire reçu sur la Terre.

■ Instruments de mesure

L'héliographe est l'instrument dont l'origine est la plus ancienne. Il donne « la durée d'insolation » ou plus exactement la période du jour pendant laquelle le rayonnement solaire a dépassé un certain seuil. C'est sur un papier qui se déplace que le rayonnement solaire, concentré à l'aide d'un dispositif optique, laisse son empreinte en le brûlant sur une longueur qui donne la durée du jour. Cette donnée est importante notamment pour les horticulteurs et les éleveurs : certaines plantes se développent en fonction de cette durée, et les poules pondent davantage si l'on prolonge artificiellement la durée du jour.

Pour le photovoltaïque, cet appareil n'est pas très intéressant car il ne renseigne pas sur l'intensité du rayonnement.

REMARQUE

Il faut se méfier d'une erreur couramment répandue qui consiste à considérer une journée de huit heures, par exemple, comme huit heures d'ensoleillement standard à 1 000 W/m^2 AM 1.5. En effet, le rayonnement solaire n'est absolument pas constant (voir plus loin « grandeurs utiles »).

© Dunod – La photocopie non autorisée est un délit.
Copyright © 2009 Dunod.

Le pyranomètre est l'appareil le plus utile puisqu'il évalue, à l'aide d'une thermopile, l'ensemble du rayonnement solaire (direct + diffus) sur une surface donnée, sur un très large spectre, de 0,3 à 3 µm de longueur d'onde. Son globe de verre lui confère une grande acceptance angulaire, proche de la demi-sphère (il collecte les rayons venant de toutes les directions, même les rayons rasants).



Figure 2.15 – Pyranomètre de deuxième classe selon la classification ISO 9060 – DeltaOhm (Italie).

Il peut également mesurer uniquement la part diffuse du rayonnement : on masque alors le rayonnement direct avec un cache en forme d'arceau qui suit la trajectoire du Soleil pour éliminer la contribution directe du rayonnement.

Le pyrhéliomètre, quant à lui, ne mesure que le rayonnement direct. Il « suit le Soleil » dans ses déplacements, et mesure son rayonnement à l'aide d'un détecteur placé au fond d'un tube de visée à faible ouverture.

Ces appareils sont mis en œuvre par des professionnels dans des stations de mesure météorologiques ou des centres de recherche. Ils sont onéreux et un peu difficiles à manier. Pour les mesures courantes, mais précises, les professionnels de l'énergie solaire utilisent quant à eux des cellules solaires de référence, étalonnées par les laboratoires compétents (LCIE, Ispra, Fraunhofer Institut...). Cela permet notamment aux fabricants de calibrer leurs appareils de mesure électrique des modules photovoltaïques, ainsi que de vérifier leur comportement sur le terrain en fonction du rayonnement solaire instantané.
Encore plus économique pour l'installateur, un simple solarimètre équipé d'une petite cellule en silicium cristallin peut suffire pour une évaluation si l'on ne cherche pas une mesure à moins de 5 % de précision. Leur réponse spectrale est plus étroite que la thermopile – de 400 à 1 100 nm seulement – mais par définition similaire à celle des modules au silicium. Attention cependant, certains constructeurs de capteurs appellent à tort « pyranomètre silicium » ces sondes de rayonnement solaire à base d'une cellule silicium.

■ Bases de données météorologiques

Grâce aux appareils décrits ci-dessus placés dans différentes orientations, les stations météorologiques élaborent des statistiques de rayonnement solaire à partir des milliards

Copyright © 2009 Dunod.

de données collectées. Des bases de données sont ainsi constituées, avec d'autres informations fort utiles telles que les températures minimales et maximales, les taux d'humidité… Malheureusement, l'accès à ces informations n'est pas toujours évident et presque toujours payant.

Or, ces données d'ensoleillement sont indispensables pour dimensionner une installation photovoltaïque. Pour l'Europe, on trouve ces informations par exemple dans l'*Atlas européen du rayonnement solaire* édité par la CEE[1], malheureusement épuisé. Il contient de nombreuses cartes (dont celle représentée à la figure A2.1 en annexe 2) et des valeurs moyennes sur dix ans du rayonnement solaire global et diffus, par temps clair ou en moyenne sur l'ensemble des journées, pour différentes orientations et inclinaisons, et ce dans quelques dizaines de stations météorologiques européennes.

En annexe 2, nous avons retranscrit un certain nombre de ces tableaux de valeurs pour les principales villes d'Europe, ainsi que celles de quelques sites dans le monde, fournies par les bases de données internationales. Attention de bien tenir compte des conditions exactes dans lesquelles ces données sont valables (en légende des tableaux).

Pour récupérer d'autres données, on pourra avoir recours aux bases de données d'ensoleillement accessibles par des logiciels de dimensionnement comme Meteonorm 2000 (Version 4.0)[2], et PVSYST[3], tous deux conçus en Suisse. Très complète est également la base de données météorologiques de la NASA[4] dont une partie est téléchargeable sur le site du logiciel gratuit canadien RETscreen[5] (nous reparlerons de ces logiciels de dimensionnement aux chapitres 4 et 5).

■ Exploitation des données

□ Grandeurs utiles

On distingue deux types de données d'ensoleillement : les valeurs instantanées et les valeurs cumulées.

Rayonnement cumulé

La plupart du temps (comme on le verra au chapitre 5), le dimensionnement d'un système photovoltaïque se base sur les moyennes mensuelles de l'énergie solaire journalière de la région. Il suffit alors de disposer de *douze valeurs journalières cumulées* (pour les 12 mois de l'année) dans le plan des capteurs. Plus exactement, la grandeur physique que l'on utilise est alors le *rayonnement solaire global intégré sur une journée*, appelé plus simplement *rayonnement global journalier* : il s'agit de l'intégrale du rayonnement global (direct + diffus) sur la journée, le cumul du rayonnement en Wh/m^2 et par jour (voir les unités en annexe 1). Ces valeurs sont accumulées d'année en année et on en réalise des moyennes pour chaque mois de l'année.

1. W. Palz, *Atlas européen du rayonnement solaire*, Verlag TÜV Rheinland, 1984.
2. http://www.meteotest.ch
3. http://www.pvsyst.com
4. http://eosweb.larc.nasa.gov/sse/
5. http://www.retscreen.net

© Dunod – La photocopie non autorisée est un délit.
Copyright © 2009 Dunod.

Comme il n'est pas possible de disposer des pyranomètres dans toutes les directions, les bases de données météorologiques citées ci-dessus fournissent ces valeurs pour seulement quelques orientations et inclinaisons. Parfois seul le rayonnement horizontal est mesuré. Il est possible de calculer, à l'aide de modèles mathématiques et une certaine dose de statistiques, le rayonnement sur une surface inclinée à partir du rayonnement horizontal, selon la latitude et la longitude du lieu, le coefficient d'albédo… calculs que l'on trouve maintenant dans les bons logiciels tels que PVSYST.

Quelques ordres de grandeur :

– En France, en exposition horizontale, le rayonnement cumulé par jour varie typiquement de 0,5 kWh/m^2.jour (en hiver à Lille) à 7 kWh/m^2.jour (en été à Nice).
– En Côte-d'Ivoire, en exposition horizontale, il varie de 4 à 6 kWh/m^2.jour.

Rayonnement instantané

Il existe cependant des cas où on a besoin de profils détaillés du rayonnement instantané pendant la journée, notamment quand il y a des obstacles au voisinage des panneaux solaires susceptibles de provoquer des ombrages pendant plusieurs heures à certaines périodes de l'année. On a besoin alors de données horaires (courbes de l'intensité du rayonnement en fonction de l'heure de la journée) pour quantifier les pertes de ces ombrages. Nous y revenons aux chapitres 4 et 5.

□ Variations du rayonnement global journalier

Sans entrer dans les détails qui figurent à l'annexe 2, nous allons donner les grandes tendances afin de comprendre comment varie le rayonnement solaire selon les lieux de la planète et selon les mois de l'année.

Influence de la latitude

En Europe, on constate que les ensoleillements chutent assez rapidement au-delà du 45° parallèle (aux latitudes supérieures à 45° Nord). Entre l'Écosse par exemple, et l'Espagne, le rayonnement journalier est multiplié par 2 en moyenne sur l'année et par 3 à 4 en décembre (en exposition horizontale). Pourtant ces deux pays sont proches à l'échelle de la planète. Ces écarts sont dus à l'incidence plus rasante des rayons solaires, ce qui oblige à incliner les modules photovoltaïques plus vers le sol lorsque la latitude augmente : une inclinaison égale à la latitude + 10° est généralement un bon choix lorsqu'il s'agit de récupérer un maximum d'énergie solaire en hiver pour un système autonome, nous y revenons au paragraphe 5.5.3.

On remarque aussi que les sites les mieux ensoleillés se situent dans les régions tropicales (latitudes 25-30°). Les zones équatoriales sont en général plus perturbées par la nébulosité (phénomènes de moussons et d'orages).

Mais c'est sur la répartition saisonnière que la latitude a le plus d'influence, surtout sur le rayonnement horizontal. Dans les zones équatoriales et tropicales, on observe assez peu de variations au cours de l'année, ce qui représente un très grand avantage pour l'utilisation du photovoltaïque. Mais plus la latitude s'élève,

Copyright © 2009 Dunod.

et plus les différences sont marquées. La figure 2.16 montre l'évolution annuelle d'un « beau jour » selon la latitude.

Cela a des conséquences directes sur la conception des systèmes photovoltaïques autonomes. Dans les pays de faible latitude (entre 15° S et 15° N) le rayonnement journalier est relativement constant et la production électrique du générateur photovoltaïque varie peu au cours de l'année. *A contrario*, lorsque le contraste été/hiver s'accentue à plus forte latitude, on doit dimensionner en fonction de l'ensoleillement le plus faible de l'année, et bien gérer l'excédent d'énergie pendant la saison ensoleillée. Cela oblige à bien concevoir les régulateurs pour ne pas endommager les batteries, et éventuellement gérer les priorités au moyen de systèmes de gestion des récepteurs.

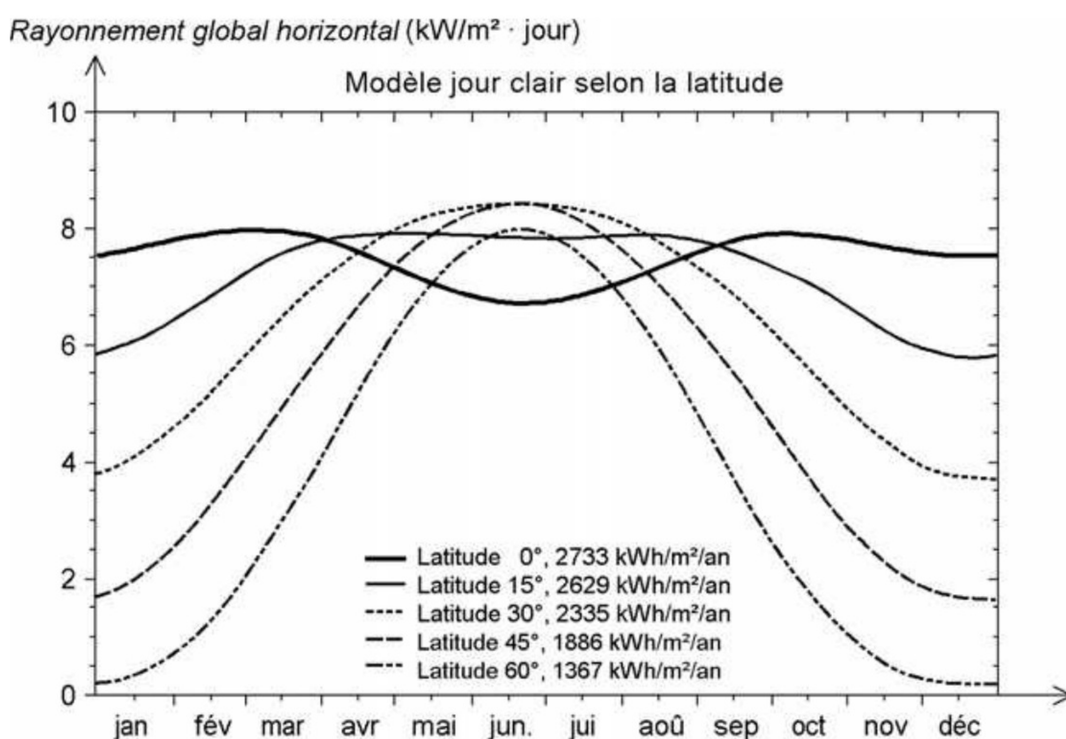


Figure 2.16 – Rayonnement global journalier « idéal » (modèle d'un jour clair sans nuages) en fonction de la saison et de la latitude du lieu.

Influence de l'exposition

Dans les pays tempérés et froids, cette courbe idéale 2.16 est encore pénalisée par le fait que la nébulosité est habituellement bien plus élevée en hiver. Ces basses valeurs de l'ensoleillement global hivernal sont certes un inconvénient pour le développement du photovoltaïque en climat tempéré. Heureusement on l'atténue un peu en orientant les modules au maximum vers le Sud et lorsque c'est possible en les inclinant dans une position adaptée à la latitude.

La figure 2.17 illustre cette atténuation du déséquilibre été/hiver sur la ville de Paris (latitude 48,8° N) : les valeurs de rayonnement solaire hivernales sont plus favorables à l'exposition 60° Sud (inclinaison 60° par rapport à l'horizontale, orientation Sud).

Copyright © 2009 Dunod.
© Dunod – La photocopie non autorisée est un délit.

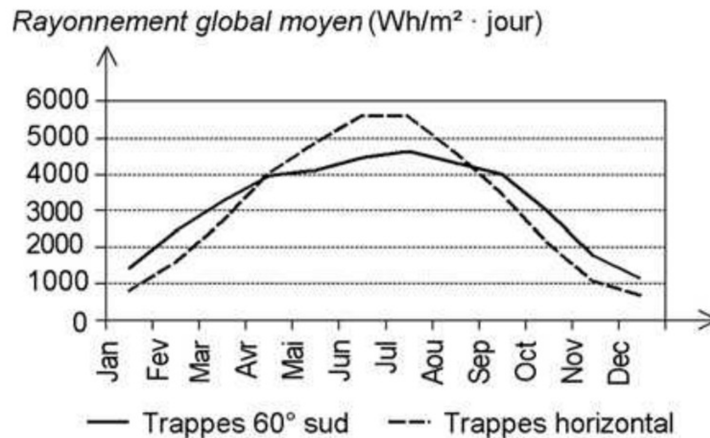


Figure 2.17 – Rayonnement global journalier mesuré à Paris sous différentes expositions.

On remarquera aussi que les deux courbes se croisent : en été, l'exposition horizontale est plus favorable, en hiver c'est l'exposition 60° Sud qui donne le plus.

Donc, pour nos pays tempérés à forte latitude Nord, si l'orientation Sud est toujours souhaitable, en revanche en ce qui concerne l'inclinaison idéale, il faut s'adapter au site et à l'usage. Si l'usage est uniquement estival, une faible inclinaison sera préférable (10 ou 30° par rapport à l'horizontale) alors que pour une utilisation annuelle, il vaudra mieux s'en tenir à la règle : latitude du lieu + 10°.

Altitude, albédo et autres facteurs

Bien entendu la latitude, la saison et l'exposition sont les principaux facteurs qui déterminent le rayonnement solaire exploitable au sol en un lieu donné. Mais d'autres éléments peuvent intervenir, notamment en montagne, en bordure de mer ou dans des villes où la pollution atmosphérique est élevée.

En altitude, le rayonnement solaire est presque toujours plus élevé que dans la plaine à un instant donné. On se trouve fréquemment au-dessus de la couverture nuageuse tout simplement. D'une manière générale, la nébulosité baisse avec l'altitude. De même l'influence de la neige est primordiale en hiver : la réflectivité du sol augmente considérablement (elle est multipliée par 4 entre un sol ordinaire, type cultivé, et un sol couvert de neige fraîche). Ce rayonnement venu du sol n'atteint pas les modules à l'horizontale, mais intervient pour toute exposition inclinée, *a fortiori* verticale. Nous en tiendrons compte dans notre chalet suisse (§ 5.6.2).

Ces deux éléments réunis (albédo et baisse de la nébulosité) modifient le rayonnement reçu en montagne, notamment en hiver. On remarquera sur la figure A2.1 (en annexe 2), qui donne le rayonnement global au mois de décembre à l'exposition 60° Sud, les déformations importantes des courbes de niveau dans le secteur des Alpes, par exemple. Les valeurs statistiques élevées sur le site de Davos en Suisse (altitude 1 590 m), en comparaison des villes voisines (Zurich et Milan par exemple) en témoignent directement (voir tableau de l'Europe en annexe 2).

En ce qui concerne la pollution localisée ou d'autres perturbations qui donnent lieu à des microclimats, seules les données météorologiques locales peuvent en rendre compte. Le concepteur d'une installation solaire pourra avantageusement

Copyright © 2009 Dunod.

se renseigner auprès des services météorologiques locaux pour détecter ces éventuels microclimats, qui engendrent des écarts par rapport aux statistiques connues. Parfois les images obtenues par satellite sont également une source non négligeable d'informations sur l'état de notre atmosphère. On peut déduire « l'ennuagement » d'un secteur à partir des valeurs de « brillance » observée, par exemple par le satellite METEOSAT. Un programme international stocke et exploite ces données depuis 1984[1].

2.3 La conversion photovoltaïque

Nous allons maintenant aborder le cœur du phénomène photovoltaïque : la conversion de la lumière en électricité.

Le mot « photovoltaïque » vient du grec « phôtos » qui signifie *lumière* et de « Volta » du nom du physicien italien qui, en 1800, découvrit la pile électrique. Mais c'est le savant français Antoine Becquerel qui le premier, en 1839, mit en évidence cette conversion particulière de l'énergie : la variation de la conductivité d'un matériau sous l'effet de la lumière.

C'est dans les appareils photo que les premières *photorésistances* furent utilisées, pour mesurer le taux de lumière. Ce sont des résistances dont la valeur dépend du flux lumineux reçu. Ce n'est qu'ensuite qu'on utilisa des cellules actives, génératrices de courant, les *photopiles*. Les premières sur les appareils photo étant en sélénium.

Le terme photopile est un peu impropre car à la différence d'une pile classique dont l'énergie est stockée et restituée à volonté, la photopile ne produit de l'électricité que si elle est exposée à la lumière. Cette différence est fondamentale. Tout élément photovoltaïque est *convertisseur d'énergie* qui transforme la lumière en courant électrique. En se servant d'une analogie hydraulique, on pourrait comparer la pile électrique à une citerne d'eau, et la photopile à une source naturelle dont le débit serait proportionnel à l'ensoleillement à un instant donné.

Ceci établi, voyons comment se produit cette conversion d'énergie. Elle met en jeu trois phénomènes physiques, intimement liés et simultanés :

– l'absorption de la lumière dans le matériau,
– le transfert d'énergie des photons aux charges électriques,
– la collecte des charges.

Il est donc clair qu'un matériau doit avoir des propriétés optiques <u>et</u> électriques spécifiques pour permettre la conversion photovoltaïque.

2.3.1 L'absorption de la lumière

Comme on l'a vu plus haut, la lumière se compose de photons, « grains de lumière », chacun porteur d'une énergie dépendant de sa longueur d'onde (ou couleur du rayon). Ces photons peuvent pénétrer dans certaines matières, et même passer au travers : les objets transparents pour notre œil laissent passer la lumière visible.

1. ISCCP (International Satellite Cloud Climatology Project) http://fisccp.giss.nasa.gov/isccp.html

© Dunod – La photocopie non autorisée est un délit.
Copyright © 2009 Dunod.

Plus généralement, un rayon lumineux qui arrive sur un solide peut subir trois événements optiques (figure 2.18) :

– **la réflexion :** la lumière est renvoyée par la surface de l'objet,
– **la transmission :** la lumière traverse l'objet,
– **l'absorption :** la lumière pénètre dans l'objet et n'en ressort pas, l'énergie est restituée sous une autre forme.

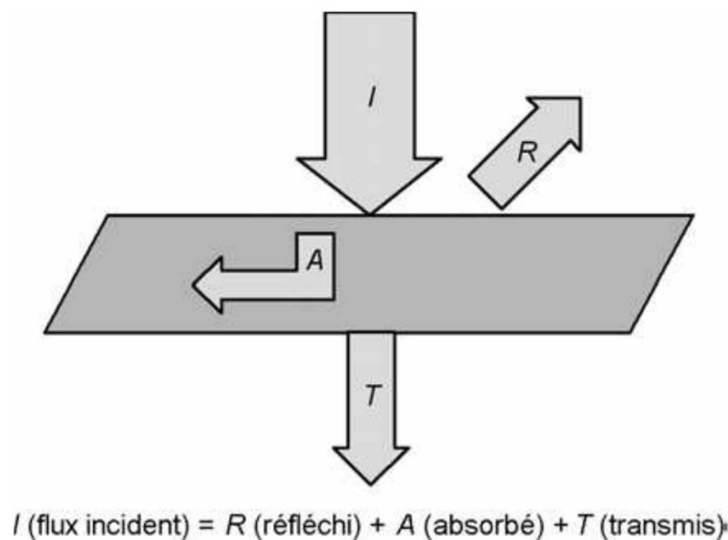


Figure 2.18 – Réflexion, transmission et absorption.

Ce sont les propriétés optiques du matériau rencontré qui conditionnent la répartition de ces diverses contributions, en intensité et en longueur d'onde.
Prenons l'exemple d'un morceau de verre coloré en rouge. Il transmet la lumière rouge, puisque notre œil la perçoit. La partie réfléchie s'élèvera à 8 % du flux lumineux, toutes couleurs confondues, du fait de l'indice de réfraction du verre. Et le reste de la lumière bleue, jaune… sera absorbé dans la matière.
Cette absorption sera perceptible au toucher sous éclairement intense car le verre va s'échauffer. En effet, dans la plupart des matériaux, la part absorbée de la lumière est convertie en chaleur, c'est-à-dire en rayonnement infrarouge (de longueur d'onde comprise entre 1 µm, limite rouge du spectre visible, et 1 mm, début des ondes radio).

Dans un matériau photovoltaïque, une partie du flux lumineux absorbé sera restituée sous forme d'énergie électrique. Il faut donc au départ que le matériau ait la capacité d'absorber la lumière visible, puisque c'est ce que l'on cherche à convertir : lumière du Soleil ou des autres sources artificielles. On prendra soin également de minimiser les pertes purement optiques par réflexion ou par transmission.

EN SAVOIR PLUS

Quand un matériau absorbe de la lumière, l'énergie subit une loi exponentielle décroissante, car la part qui reste à absorber diminue au fur et à mesure que l'on pénètre dans la matière. Si E_{inc} est l'énergie incidente, l'énergie restante à la profondeur d s'écrit :

$E = E_{inc} e^{-\alpha d}$,

Copyright © 2009 Dunod.

Donc l'énergie absorbée dans l'épaisseur d est égale à :

$E_{abs} = E_{inc} - E_{inc}e^{-\alpha d} = E_{inc}(1 - e^{-\alpha d})$

Le *coefficient d'absorption* α dépend du matériau et de la longueur d'onde de l'énergie incidente. Il s'exprime en cm^{-1}, avec l'épaisseur d exprimée en cm.

Tableau 2.2 – Absorption optique de quelques matériaux photovoltaïques (a 0,59 μm)

Matériau	α [cm^{-1}]
Silicium cristallin	$4{,}5.10^3$
Silicium amorphe	$2{,}4.10^4$
Arséniure de gallium	$5{,}4.10^4$

On détaillera plus loin les différents matériaux photovoltaïques et leurs propriétés (chapitre 3), mais disons d'ores et déjà que dans les cellules au silicium cristallin il ne peut pas y avoir transmission de la lumière du fait de l'épaisseur de silicium (0,2 μm). Alors que dans un dispositif en couche mince, de type silicium amorphe notamment, avec des épaisseurs actives de moins de 1 μm, la partie transmise par le matériau actif n'est pas négligeable, surtout dans la partie rouge du spectre où l'absorption est plus faible. On optimise donc les dispositifs pour améliorer la quantité de lumière absorbée. Une électrode arrière avec de bonnes propriétés de réflexion, comme l'aluminium, permettra à la lumière de subir un deuxième passage dans les couches actives. La diffusion est aussi un moyen d'améliorer l'absorption : lorsque les couches sont rugueuses, une part de la lumière diffusée est « piégée » dans le dispositif et subit de multiples passages (voir figure 2.19). Cette structure donne un aspect plus brun aux photopiles au silicium amorphe (au lieu de rouge sans piégeage optique).

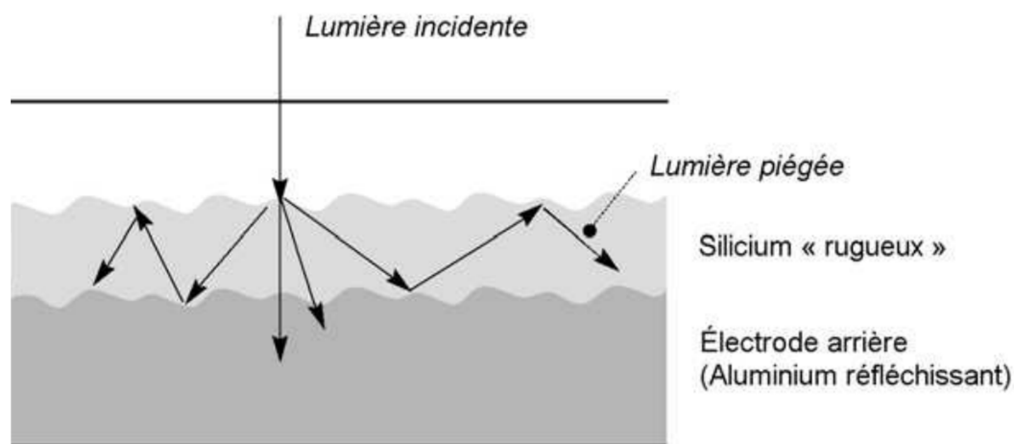


Figure 2.19 – Principe du piégeage par diffusion dans une photopile.

Quant à la réflexion, elle dépend avant tout des *indices de réfraction* des matériaux traversés. Plus la différence d'indice est élevée de part et d'autre d'une surface, plus elle est réfléchissante.

Copyright © 2009 Dunod.
© Dunod – La photocopie non autorisée est un délit.

Le taux de réflexion s'écrit : $R = \left(\dfrac{n_2 - n_1}{n_2 + n_1}\right)^2$ si les matériaux en contact sont d'indice n_1 et n_2.

Donc du silicium brut d'indice $n = 3{,}75$ à $\lambda = 0{,}6$ µm, en contact avec l'air ($n = 1$) réfléchit 33 % de la lumière qu'il reçoit. Il n'est pas envisageable de perdre un tiers du flux lumineux juste pour cette raison !

En pratique le silicium n'est pas exposé directement à l'air, comme on le voit sur la figure 2.20. Le silicium cristallin, lui, est enrobé dans une résine EVA, elle-même surmontée d'une plaque de verre protectrice. L'EVA et le verre ont un indice de 1,5, donc il reste un contraste important avec le silicium. Une couche d'indice intermédiaire est donc placée sur le silicium, il s'agit d'un oxyde d'indice proche de 2. Son épaisseur est optimisée pour jouer le rôle d'antireflet à une longueur d'onde assez centrale (0,6 µm pour le silicium cristallin).

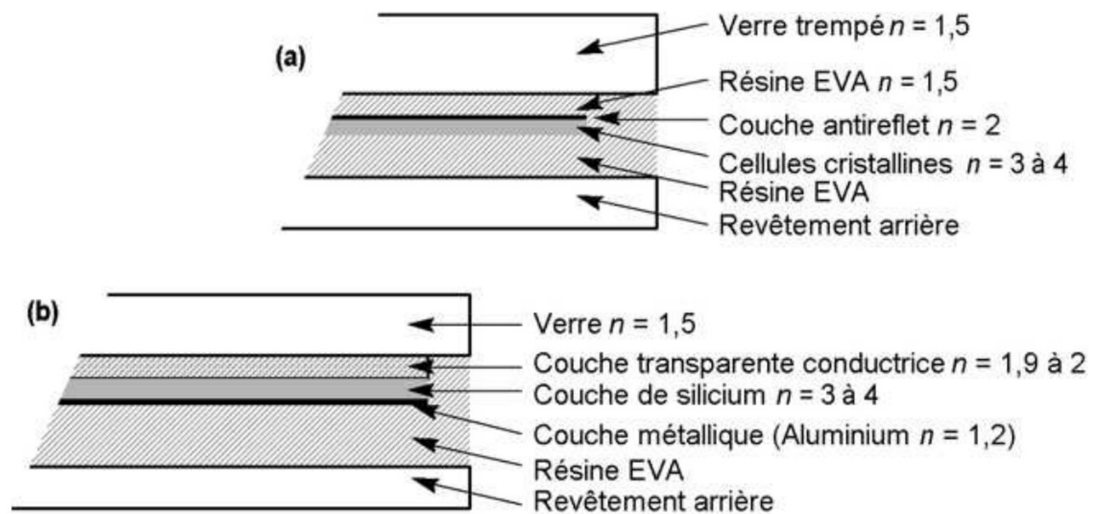


Figure 2.20 – Empilements optiques d'une cellule au silicium cristallin **(a)** et au silicium amorphe **(b)**.

Dans le cas du silicium amorphe, l'empilement des indices de réfraction est plus favorable et l'électrode transparente située entre le verre et le silicium joue déjà un rôle d'antireflet puisque son indice est de 1,9 à 2,1 (entre le verre d'indice 1,5 et le silicium d'indice 3 à 4). Par contre, on prendra soin d'optimiser son épaisseur pour favoriser l'entrée de la lumière visible dans le silicium amorphe (dont la réponse est plutôt centrée à 0,5 µm).

2.3.2 Le transfert d'énergie des photons aux charges électriques

On va s'intéresser maintenant à la lumière absorbée dans le matériau photovoltaïque et expliquer comment son énergie est convertie en électricité.

Les charges élémentaires qui vont produire le courant électrique sous illumination sont des électrons, charges négatives élémentaires, contenus dans la matière semi-conductrice. Tout solide est en effet constitué d'atomes qui comprennent chacun

Copyright © 2009 Dunod.

un noyau (constitué de protons et de neutrons) et un ensemble d'électrons gravitant autour.

Les photons absorbés vont tout simplement transférer leur énergie aux électrons périphériques des atomes (les plus éloignés du noyau), leur permettant ainsi de se libérer de l'attraction de leur noyau. Ces électrons libérés sont susceptibles de produire un courant électrique si on les « attire » ensuite vers l'extérieur (voir paragraphe 2.3.3 ci-après sur la collecte des charges).

En régime permanent, l'électron libéré laisse un « trou » qui se traduit par une charge positive. Si cet électron est attiré au dehors, c'est l'électron d'un atome voisin qui va venir combler ce trou, laissant à nouveau un trou, lui-même comblé par un électron voisin et ainsi de suite. On génère ainsi une circulation de charges élémentaires, d'électrons dans un sens, et de trous dans l'autre sens, ce qui donne un courant électrique.

L'analogie la plus simple est celle dite des « places de parking ». Prenons un automobiliste qui quitte sa place de parking pour une autre, qui lui convient mieux. Une autre voiture va faire de même et venir prendre la place que le premier conducteur a libérée, laissant à nouveau une place libre qui pourra être prise par une troisième voiture, etc. Quand on imagine la scène, on voit bien un « courant de voitures » dans un sens (les électrons) et un « courant de places » dans l'autre sens (les trous).

Ce phénomène physique, dit de *photoconductivité*, est spécifique aux semi-conducteurs car ils comportent des électrons « libérables » ; contrairement à un isolant, où tous les électrons sont fortement liés ; et à un conducteur électrique, dans lequel il existe une forte densité d'électrons totalement libres.

On comprend aisément qu'il existe, dépendant du matériau, un « seuil » d'énergie minimum nécessaire à cette « libération » des électrons par les photons. Si ce seuil dépend du matériau, c'est tout simplement parce que la structure électronique est différente pour chaque type d'atomes (nombre d'orbites et quantité d'électrons par atome) et donc les énergies mises en jeu également.

On appelle ce seuil le *gap optique* du matériau ou la *largeur de bande interdite.* En effet, si le photon a une énergie inférieure, il ne pourra pas créer la paire électron-trou et ne sera pas absorbé. Les propriétés optiques et électroniques sont donc intimement liées.

Si un photon a une énergie supérieure ou égale au gap optique, c'est qu'il a une longueur d'onde inférieure à une certaine valeur, puisque ces deux grandeurs sont inversement proportionnelles, rappelons-le :

$$E = \frac{hC}{\lambda} \quad \text{ce qui se traduit par :} \quad E \text{ (en électron-volt)} = 1{,}24/\lambda \text{ (en nm)}$$

(voir détails sur les unités à l'annexe 1)

Le gap optique du silicium cristallin est de $E_g = 1{,}1$ eV. Un photon possédant cette énergie a une longueur d'onde de 1,13 µm (dans le proche infrarouge). Pour le silicium amorphe, $E_g = 1{,}77$ eV. Un photon ayant cette énergie est en lumière rouge, avec une longueur d'onde de 700 nm (= 0,7 µm).

© Dunod – La photocopie non autorisée est un délit.
Copyright © 2009 Dunod.

Tous les photons d'énergie supérieure à ces seuils, et donc de longueurs d'onde inférieures, sont opérationnels pour la conversion photovoltaïque.

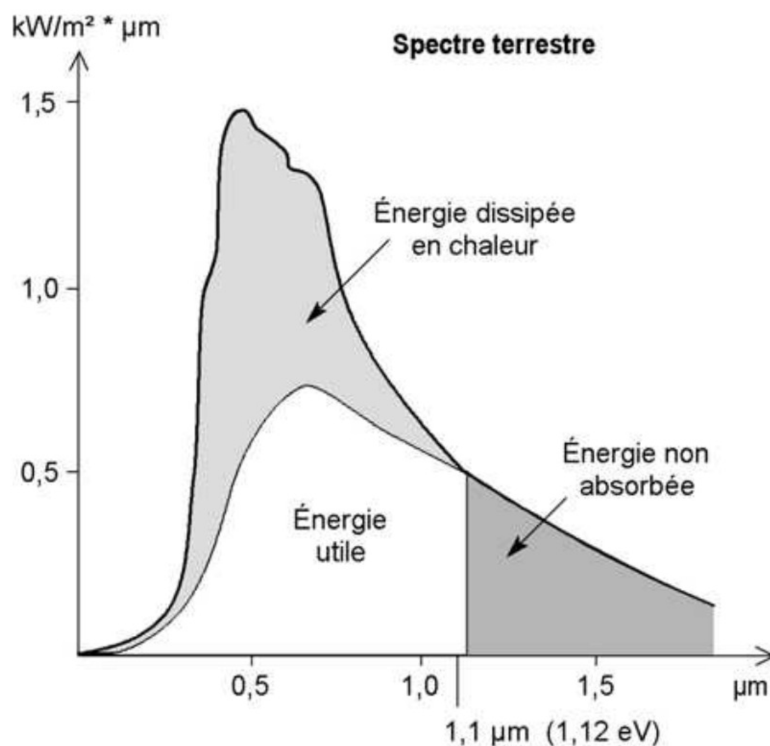


Figure 2.21 – Spectre solaire AM0 et portions exploitables par le silicium cristallin.

La figure 2.21 permet de visualiser la portion du spectre solaire qui peut être convertie en énergie électrique dans le cas du silicium cristallin. La partie du spectre en gris foncé est donc impossible à convertir car elle n'est pas absorbée dans le matériau.

Expliquons maintenant ce qu'il advient de la portion en gris clair. Pour ce faire, on aura recours à une autre représentation du transfert énergétique des photons aux particules chargées. Le diagramme ci-dessous représente les différents états d'énergie dans le matériau semi-conducteur.

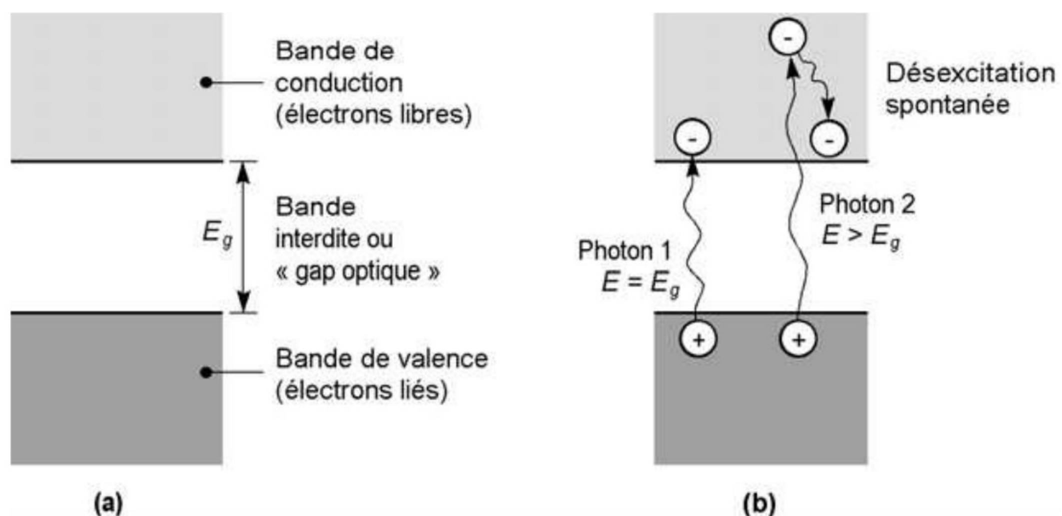


Figure 2.22 – Diagramme d'énergie d'un semi-conducteur : **a.** Dans l'obscurité. **b.** Sous illumination.

Copyright © 2009 Dunod.

Dans le domaine d'énergie situé sous le gap optique se trouvent les électrons de valence du matériau, c'est-à-dire ceux qui sont liés aux atomes. Dans la bande de conduction se trouvent ceux qui en ont été extraits et sont libres de circuler dans le matériau. Elle est donc vide quand le semi-conducteur n'est pas illuminé. Lorsqu'un photon a une énergie suffisante, il est absorbé et fait passer un électron de la bande de valence à la bande de conduction. Que se passe-t-il s'il a une énergie supérieure à E_g ? Le photon 2 du diagramme 2.22.b génère une paire électron-trou à un niveau supérieur, mais l'excédent est perdu par un processus de désexcitation spontané qui produit de la chaleur et ramène son énergie à E_g. Donc quelle que soit son énergie, pourvu qu'elle soit supérieure à E_g, *chaque photon absorbé ne crée qu'une seule paire électron-trou d'énergie Eg.*

Puisque l'on connaît l'énergie disponible à chaque longueur d'onde d'un spectre solaire donné (AM 0 ou AM 1.5 par exemple), on peut quantifier la quantité de photons (énergie solaire totale à cette longueur d'onde divisée par l'énergie du photon) et en additionnant tous ces photons calculer le courant et la puissance totale qu'ils peuvent générer, en fonction du gap optique du matériau. Il s'agit de performances électriques purement théoriques, que l'on pourrait qualifier d'« ultimes » : elles ne prennent pas en compte les pertes par réflexion, et supposent que toutes les paires électron-trou photogénérées soient collectées, ce qui n'est pas le cas, nous le verrons au paragraphe suivant.

Tableau 2.3 – Performances photovoltaïques théoriques maximales des semi-conducteurs pour un rayonnement AM0 d'une puissance de 1 350 W/m²

	Silicium cristallin Eg = 1,1 eV	**Arséniure de Gallium E_g = 1,4 eV**
Courant (mA/cm²)	53,5	39
Puissance (mW/cm²)	58,8	55
Rendement	0,44	0,41

EN SAVOIR PLUS

La puissance électrique théorique maximale P_{th} est calculée à l'aide du courant théorique I_{th} et le gap optique du matériau de la façon suivante : $P_{th} = \frac{1}{q} I_{th} E_g$, q étant la charge de l'électron.

Le rendement électrique est le rapport entre la puissance électrique générée et la puissance du rayonnement solaire (ici 135 mW/cm²).

Par exemple, le rendement théorique du silicium cristallin sous AM0 : $r = \frac{58{,}8}{135} = 0{,}44$

Ces données sont intéressantes car elles donnent le rendement théorique maximal, que l'on ne pourra jamais dépasser avec les matériaux photovoltaïques dont on dispose à ce jour, et avec l'énergie lumineuse disponible sur terre, celle du Soleil. On voit donc que dans l'état actuel des choses, il n'est pas possible de convertir plus de 44 % du spectre solaire présent au-dessus de l'atmosphère.

© Dunod – La photocopie non autorisée est un délit.

Copyright © 2009 Dunod.

Rappelons que cela tient compte de deux types de pertes inévitables :

– l'impossibilité de convertir des photons d'énergie inférieure au gap optique,
– et la perte de l'énergie du photon qui dépasse celle du gap optique.

Pour convertir un taux plus élevé d'énergie lumineuse, il faudrait que tous les photons de la source de lumière aient la même énergie (un soleil rouge, par exemple !) et que l'on dispose d'un matériau dont le gap optique corresponde exactement à cette énergie.

2.3.3 La collecte des charges

Pour que les charges libérées par l'illumination soient génératrices d'énergie, il faut qu'elles circulent. Il faut donc les « attirer » hors du matériau semi-conducteur dans un circuit électrique. Sinon, elles se recombinent : l'électron, chargé négativement, neutralisant le « trou », chargé positivement. Autrement dit, les électrons libérés retrouveraient leur état initial à la périphérie de leur atome : cela libérerait de l'énergie thermique (chaleur) mais aucune énergie électrique.

Cette extraction des charges est réalisée au sein d'une *jonction* créée volontairement dans le semi-conducteur. Le but est d'engendrer un champ électrique à l'intérieur du matériau, qui va entraîner les charges négatives d'un côté et les charges positives de l'autre.
C'est possible grâce au *dopage* du semi-conducteur. La jonction d'une photopile au silicium est constituée au moins d'une partie dopée au phosphore (P), dite de type « n », accolée à une partie dopée au bore (B), dite de type « p ». C'est à la frontière de ces deux parties que se crée un champ électrique pour séparer les charges positives et négatives. Voyons cela plus en détail.

■ Dopage des semi-conducteurs

Le dopage d'un semi-conducteur pur va permettre d'amener des charges excédentaires qui amélioreront la conductivité du matériau.
À la figure 2.23, on représente une vue schématisée, à plat, des atomes de silicium (à quatre électrons dans la couche externe) qui sont chacun liés à quatre autres atomes de silicium.

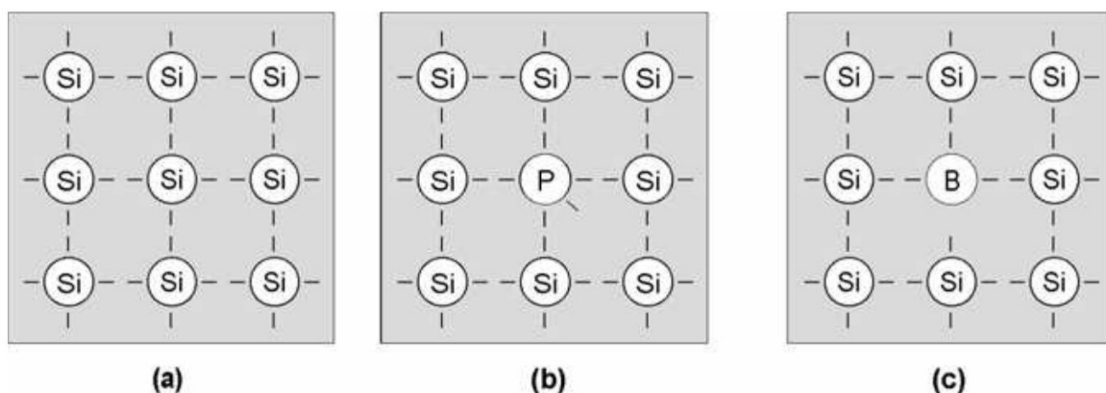


Figure 2.23 – **a.** Silicium pur (intrinsèque) ; **b.** Silicium de type n ; **c.** Silicium de type p.

Copyright © 2009 Dunod.

En le dopant avec des atomes étrangers de phosphore qui ont cinq électrons dans leur couche externe, un électron par atome de phosphore ne pourra pas se lier avec ses correspondants du silicium, il y aura alors un excédent de charges négatives dans le cristal (figure 2.23 b). Le matériau sera donc potentiellement « donneur » d'électrons, disponibles pour la conduction électrique, et le silicium ainsi dopé est appelé *silicium de type n*.

Par symétrie, on peut également doper le silicium avec du bore qui a seulement trois électrons par atome dans sa bande de valence. Le résultat est l'apparition d'un excédent de trous, donc de charges positives, puisqu'il manque un électron à chaque atome de bore pour compléter les quatre électrons du silicium (figure 2.23 c). Le matériau est à l'inverse du précédent « accepteur » d'électrons. Ce matériau ainsi dopé est appelé *silicium de type p*.

■ Jonctions p-n et p-i-n

La mise en contact de deux zones à dopages opposés dans un semi-conducteur constitue un élément fort connu : la diode. À l'interface où les concentrations d'atomes étrangers font passer le silicium du type p au type n apparaît une région appelée *zone de charge d'espace* qui provient de la tendance des électrons excédentaires de la couche n à vouloir passer du côté p où ils sont attirés par les trous excédentaires et de la tendance des trous à vouloir passer du côté n par réciprocité. Cet échange de porteurs dans la zone de charge spatiale crée un champ électrique qui va contrebalancer l'échange de charges et rétablir l'équilibre.

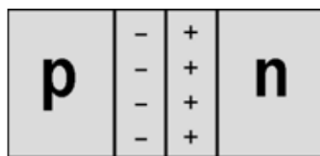


Figure 2.24 – Représentation schématique d'une jonction p/n.

La cellule solaire est donc le plus souvent une tranche de silicium dopé « p » d'un côté, et « n » de l'autre, à laquelle on ajoute des contacts électriques pour collecter le courant. Cette jonction a donc les caractéristiques électriques d'une diode au silicium classique avec, sous illumination, apparition d'un photocourant indépendant de la tension et proportionnel au flux lumineux et à la surface de la cellule.

Mais cette simple structure p-n, adaptée au silicium cristallin, n'est pas suffisante dans tous les cas. Par exemple, un silicium amorphe dopé de type p n'est pas un très bon photoconducteur, et il est préférable que la conversion photovoltaïque se produise dans un matériau non dopé, dit *intrinsèque*, et noté « i ». La cellule au silicium amorphe classique se compose donc de trois couches : p – i – n. La couche « i » placée au centre du dispositif est la plus épaisse, et sert à la conversion des charges. Les couches p et n quant à elles permettent la création du champ électrique interne qui s'étend dans toute la couche i, ce qui favorise la séparation des charges.

Cette jonction p – i – n peut même être doublée ou triplée pour former des multijonctions (voir paragraphe 3.2.3).

© Dunod – La photocopie non autorisée est un délit.
Copyright © 2009 Dunod.

2.4 Le fonctionnement de la jonction photovoltaïque

2.4.1 Caractéristique courant/tension

On a vu que la jonction servant de base à la photopile est une diode. Lorsqu'elle est illuminée, apparaît dans cette diode un photocourant qui dépend de la quantité de lumière incidente. D'où le terme *photodiode*, également employé pour désigner une photopile.

On a représenté sur la figure 2.25 les deux caractéristiques courant-tension de cette photodiode : dans l'obscurité en trait pointillé, et sous illumination en trait plein.

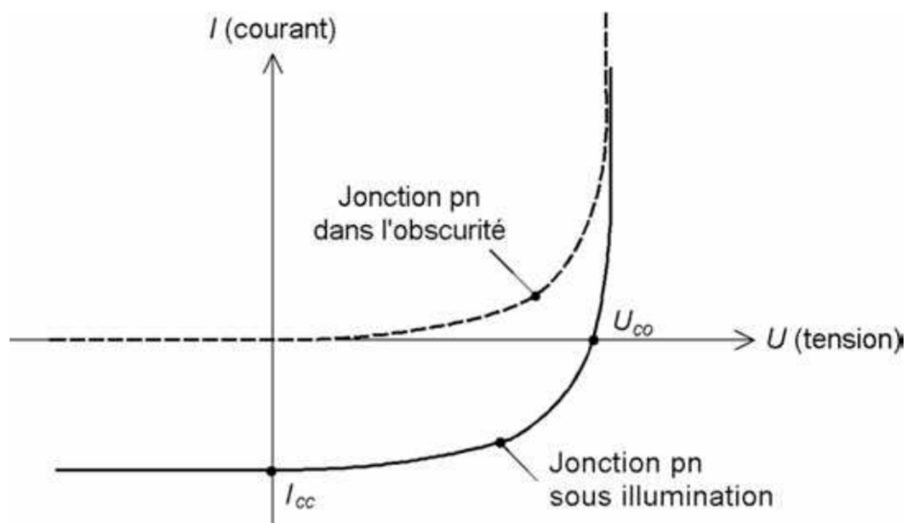


Figure 2.25 – Caractéristiques courant-tension d'une diode au silicium dans l'obscurité et sous illumination.

■ Courant de court-circuit et tension de circuit ouvert

On remarque que la courbe sous illumination est simplement décalée par rapport à la première d'une valeur I_{cc}, qui traduit la génération constante du courant par la lumière. Cette valeur est appelée *courant de court-circuit*, puisque c'est le courant que génère la photopile sous lumière à tension nulle (en court-circuit). La valeur *Vco*, à l'inverse, est la *tension de circuit ouvert*, tension de la photopile sous lumière à courant nul.

EN SAVOIR PLUS

Pour déterminer la courbe caractéristique de cette cellule solaire, on part de la caractéristique connue d'une diode au silicium qui s'écrit (jonction pn dans l'obscurité, figure 2.25, courbe en pointillés)

$$I = I_s(e^{V/Vt} - 1) \text{ ou d'une manière simplifiée } I = I_s e^{V/Vt} \text{ pour V>>Vt}$$

avec :
V = tension imposée à la diode,
V_t = kT/q = 26 mV à 300 K,
k = $1{,}38.10^{-23}$ constante de Boltzmann,
q = $1{,}602.10^{-19}$ charge de l'électron,
T = température absolue en K,
I_s = courant de saturation de la diode.

Copyright © 2009 Dunod.

Sous illumination, avec un changement de signe purement conventionnel pour le courant[1], cette relation devient :

$$I = I_p - I_s(e^{V/Vt} - 1)$$

avec I_p = photocourant

À l'aide de cette équation, on peut quantifier les paramètres suivants :

Le *courant de court-circuit*, I_{cc}, valeur du courant lorsque la tension V = 0. Il vaut :

$$I_{cc} = I_p$$

et la *tension de circuit ouvert*, *Vco*, lorsque le courant est nul :

$$Vco = \frac{kT}{q}\text{Ln}\left(1 + \frac{I_p}{I_s}\right)$$

ou, pour $I_{cc} >> I_s$: $Vco = \frac{kT}{q}\text{Ln}\frac{I_p}{I_s}$.

Il est important de remarquer que cette tension augmente avec le log de I_p, donc avec le log de l'illumination. Par contre, elle décroît avec la température, malgré le terme kT/q. En effet, le courant de saturation, I_s, dépend de la surface de la diode (donc de la cellule) et des caractéristiques de la jonction : il varie exponentiellement avec la température et cette dépendance en température compense largement le terme $\frac{kT}{q}$. Donc la tension de circuit ouvert *Vco* baisse avec la température, ce qui est important dans le dimensionnement des systèmes.

On peut compléter le schéma équivalent de la cellule solaire (figure 2.26) en ajoutant deux résistances pour tenir compte des pertes internes. R_s représente la *résistance série* qui tient compte des pertes ohmiques du matériau, des métallisations et du contact métal/semi-conducteur ; R_p représente une *résistance parallèle* (ou résistance de fuite) provenant de courants parasites entre le dessus et le dessous de la cellule, par le bord en particulier et à l'intérieur du matériau par des inhomogénéités ou impuretés.

L'équation de la caractéristique courant-tension devient alors :

$$I = I_p - I_s\left[e^{\frac{q(V + (I \cdot R_s)m)}{kT}} - 1\right] - \frac{V + I \cdot R_s}{R_p}$$

et l'on remarque que le courant de court-circuit I_{cc}, lorsque V = 0, n'est plus strictement égal à I_p.

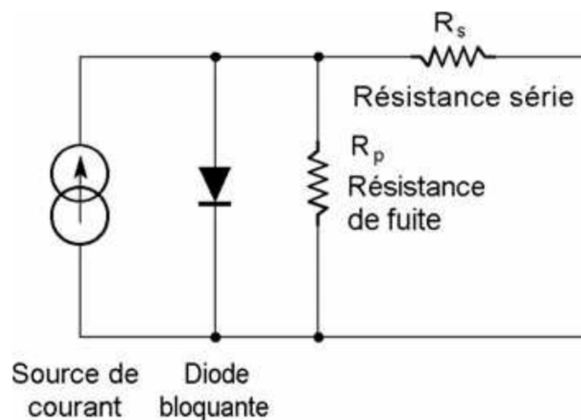


Figure 2.26 – Schéma équivalent d'une cellule solaire.

1. C'est une habitude dans le domaine photovoltaïque : on change le signe du courant pour pouvoir tracer les courbes courant-tension au-dessus et non pas en dessous de l'axe des tensions, ce qui est plus commode (figure 2.27).

Copyright © 2009 Dunod.
© Dunod – La photocopie non autorisée est un délit.

À RETENIR

– Le courant d'une cellule solaire est proportionnel à l'éclairement et à la surface de la cellule. Il augmente avec la température.
– La tension en circuit ouvert d'une cellule solaire varie de manière logarithmique avec l'éclairement et baisse avec la température.

Puissance et rendement

La partie intéressante de la caractéristique courant-tension, pour l'utilisateur, c'est celle qui génère de l'énergie. Donc ce ne sera ni au point de tension de circuit ouvert, ni au point de court-circuit, qui ne génèrent aucune énergie, puisque la puissance est le produit du courant par la tension. On a tracé sur la figure 2.27 la caractéristique sous lumière d'une photopile ainsi que des courbes théoriques de puissance constante (en pointillés).

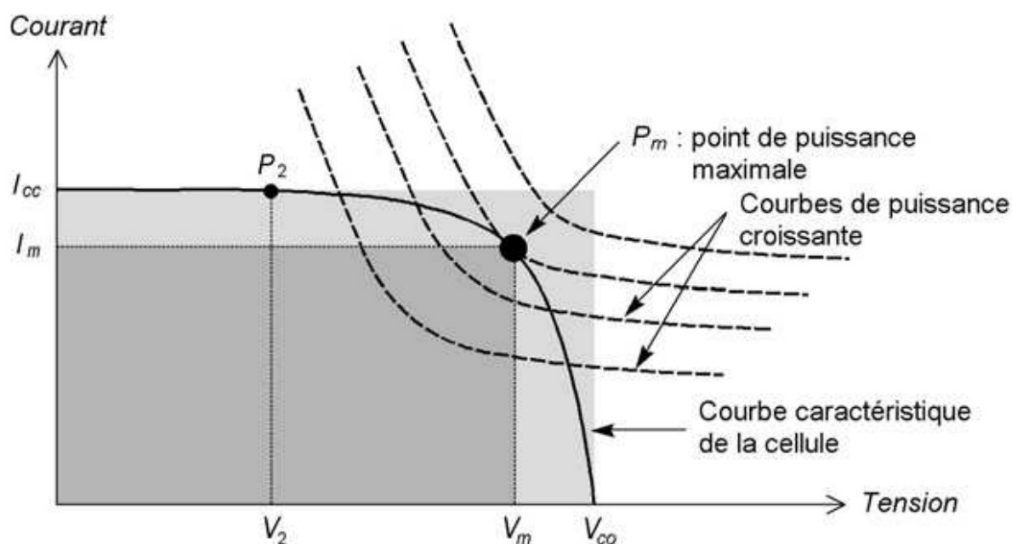


Figure 2.27 – Puissance maximale sur une caractéristique courant-tension.

Au point P_m, situé au « coude » de la caractéristique, la puissance de la photopile est maximale pour l'éclairement considéré. Ce point dit de *puissance maximale*, est associé à une tension dite de *tension maximale* V_m et de *courant maximal* I_m. Remarquons cependant que la photopile peut être sollicitée également à plus faible puissance, par exemple à une tension inférieure à V_m (point P_2 sur la figure 2.27).
On voit bien que plus la courbe est « carrée », plus la puissance maximale est élevée. On mesure cette propriété par le *facteur de forme* (ou *fill factor*) défini comme suit :

$$FF = \frac{Pm}{\text{Vco} \times \text{Icc}}$$

Le *rendement énergétique* est défini quant à lui comme le rapport entre cette puissance maximale produite et la puissance du rayonnement solaire qui arrive sur le module photovoltaïque.
Si S est la surface de ce module, et E l'éclairement en W/m^2, le rendement énergétique s'écrit :

$$\eta = \frac{Pm}{E \times S}$$

Copyright © 2009 Dunod.

Ce rendement est souvent mesuré dans les conditions de référence, c'est-à-dire sous l'ensoleillement de 1 000 W/m^2, à la température de 25 °C et sous un spectre AM 1.5. Ces conditions normalisées sont dites « STC » pour *Standard Test Conditions*. La puissance maximale (P_m) d'un panneau dans ces conditions STC est la *puissance-crête* (P_c) exprimée en *watts-crête*.

2.4.2 Réponse spectrale

On appelle *réponse spectrale* la courbe de réponse d'une cellule en fonction de la couleur du rayonnement incident. Il a été vu en effet que la lumière blanche se compose de diverses couleurs allant de l'ultraviolet à l'infrarouge en passant par toutes les couleurs de l'arc-en-ciel (paragraphe 2.1). Cette répartition entre les couleurs est différente pour un ciel clair, un ciel comptant beaucoup de rayonnement diffus, etc.
En anticipant un peu sur le chapitre 3, décrivant tous les matériaux photovoltaïques, on a représenté figure 2.28 les réponses du silicium cristallin et du silicium amorphe (il n'y a pas de différence notable entre la réponse du silicium mono- et multicristallin). Voir plus haut, au paragraphe 2.2.2, les détails sur le spectre solaire.
Le matériau silicium amorphe répond mieux dans le bleu et le vert (aux faibles longueurs d'onde, 350-550 nm), mais le cristallin est plus performant dans le rouge et le proche infrarouge (700-1 100 nm). Cette propriété explique notamment le meilleur comportement du silicium cristallin au Soleil, et la préférence du silicium amorphe pour les éclairages artificiels et les éclairements diffus, plus riches en lumière bleue (à température de couleur plus élevée).

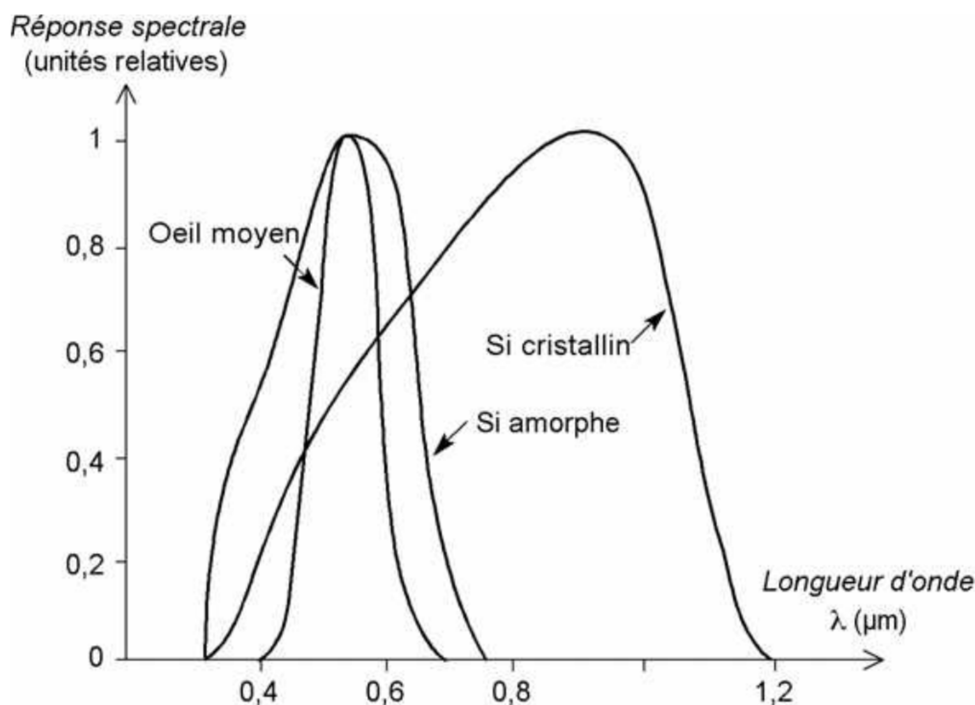


Figure 2.28 – Réponses spectrales des différents types de cellules solaires.

© Dunod – La photocopie non autorisée est un délit.
Copyright © 2009 Dunod.

Pour les fabricants, améliorer cette réponse spectrale, c'est chercher des solutions pour renforcer l'absorption des différentes couleurs dans le dispositif, c'est-à-dire en face avant du dispositif pour la lumière bleue, absorbée dès les premiers nm de matériau, et pour la lumière rouge au cœur ou en face arrière du dispositif (lorsqu'il s'agit de couches minces).

Exemples d'améliorations possibles de la réponse spectrale :

– diminution de la réflexion en face avant par une couche antireflet ;
– utilisation d'un miroir arrière comme électrode métallique (à l'argent, qui réfléchit mieux que l'aluminium) ;
– empilement de cellules à gaps optiques différents (§ 3.2.3).

Copyright © 2009 Dunod.

3 • TECHNOLOGIES DES PANNEAUX SOLAIRES

Au cours du chapitre précédent, quelques matériaux photovoltaïques ont été évoqués comme le silicium cristallin et le silicium amorphe. D'autres matériaux sans silicium existent aussi. Regardons de plus près leur nature, leur mode d'élaboration et leurs propriétés.
On peut distinguer deux grandes familles de matériaux photovoltaïques :

– les matériaux solides cristallisés
– les couches minces solides (sur support)

Nous ne nous étendrons pas sur les autres technologies, notamment les cellules à colorants *type Grätzel,* les cellules solaires polymères, à petites molécules organiques ou les cellules photoéléctrochimiques. Ces matériaux, quoique prometteurs en termes de coût et de souplesse, n'ont pas encore fait la démonstration de leur compétitivité face aux technologies classiques. En effet, elles souffrent de problèmes de stabilité et présentent encore de faibles rendements (< 5%). C'est pourquoi elles n'ont encore, malgré de nombreuses annonces, que quelques rares débouchés commerciaux très récents[1].
Le matériau photovoltaïque le plus répandu dans les cellules solaires est le silicium, semi-conducteur de type IV. Il est dit tétravalent (tétra = quatre) : un atome de silicium peut se lier avec quatre autres atomes de même nature. Le silicium solaire est soit cristallin, soit amorphe.
À l'état amorphe, il est employé en couche mince, avec des épaisseurs de l'ordre du micron et en deçà et déposées sur un support, alors que les cellules cristallines sont massives et épaisses de 0,1 à 0,2 mm.
Les autres semi-conducteurs employés sont des III-V comme l'arséniure de gallium (rare et cher) et des couches minces comme de CdTe (tellurure de cadmium) et le CIS (cuivre-indium-di-sélénium).

3.1 Cellules et modules au silicium cristallin

3.1.1 Préparation du silicium et des cellules

Les cellules au silicium cristallin sont encore les plus répandues. Elles se présentent sous forme de plaquettes carrées ou pseudo-carrées, parfois rondes. Si l'on parle de matériau « cristallin », c'est parce que le silicium qui les constitue est un cristal,

1. http://www.konarka.com/index.php

Copyright © 2009 Dunod.
© Dunod – La photocopie non autorisée est un délit.

avec un arrangement ordonné des atomes, selon une structure atomique de type tétraédrique.

Si la cellule est constituée d'un seul cristal, on parle de *silicium monocristallin*, et elle a un aspect uniforme, de couleur gris bleuté, ou noir. Si par contre la cellule est faite de *silicium multicristallin* (on dit plus couramment polycristallin), elle est composée de plusieurs cristaux assemblés, et présente l'aspect d'une « mosaïque » compacte de fragments métalliques bleutés de quelques millimètres à quelques centimètres, appelés « grains ». Cependant, les nouveaux procédés de recristallisation ne permettent plus toujours de les reconnaître, le grain étant trop fin ; on les repère alors à leur forme carrée parfaite, le coin n'étant pas coupé comme pour les cellules mono cristallines obtenues depuis des lingots circulaires.

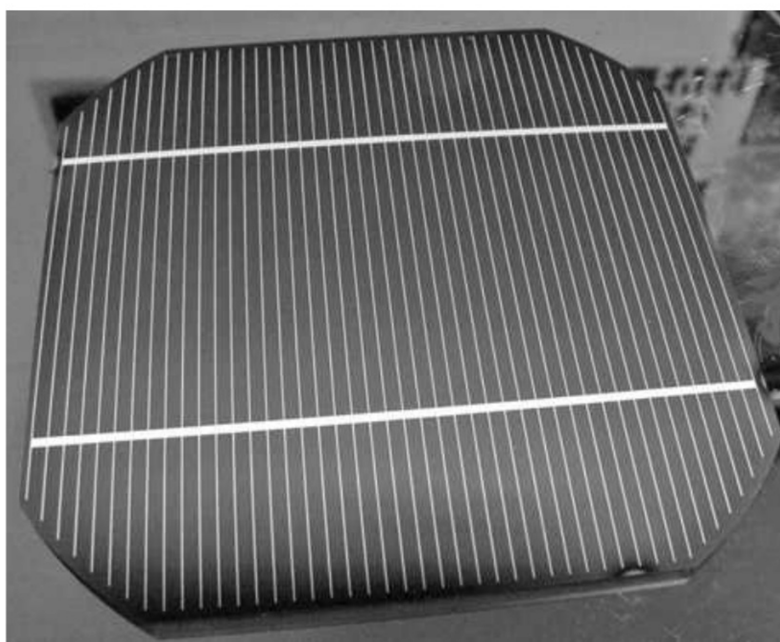


Figure 3.1 – Cellule au silicium monocristallin.

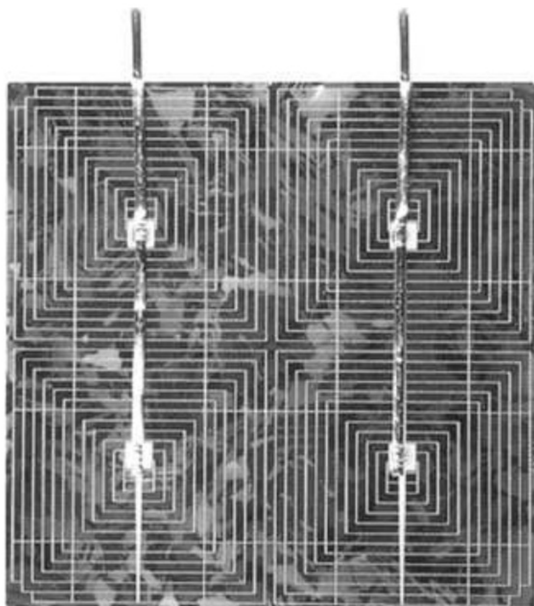
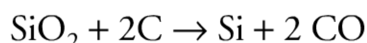


Figure 3.2 – Cellule au silicium multicristallin (Photowatt International).

Copyright © 2009 Dunod.

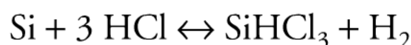
Élaboration du silicium métallurgique

Le silicium existe en grande quantité dans la nature sous forme oxydée, puisqu'il est le constituant de base du sable, sous forme de silice (SiO_2). Pour fabriquer du silicium pur, on va donc employer du sable sous forme de quartz cristallisé. Le procédé de raffinage est une réduction dans un four à arc électrique par du carbone. La réaction suit l'équation :



$$SiO_2 + 2C \rightarrow Si + 2\,CO$$

On fabrique selon ce procédé plusieurs millions de tonnes de silicium par an, dit « métallurgique ». Sa pureté est de l'ordre de 98 à 99 %, les impuretés les plus importantes étant l'aluminium et le fer. La principale utilisation du silicium est comme additif de l'aluminium et de l'acier. Une proportion de cette production sera purifiée pour l'industrie électronique et solaire. Pour obtenir un matériau suffisamment pur pour fabriquer des composants électroniques ou solaires, on utilise le procédé Siemens qui transforme le silicium en trichlorosilane à l'aide d'acide chlorhydrique :



$$Si + 3\,HCl \leftrightarrow SiHCl_3 + H_2$$

Cette réaction étant réversible, elle servira également à récupérer le silicium après la purification, qui est réalisée par distillation fractionnée du trichlorosilane.
Le silicium obtenu par réduction à l'hydrogène se déposera finalement sur une baguette de silicium chauffée sous forme de petits grains polycristallins. Ce silicium polycristallin, pur à environ 99,999 %, est onéreux car cette dernière étape a un mauvais rendement de matière (environ 37 %) et nécessite beaucoup d'énergie.

REMARQUE

Ce silicium polycristallin n'est pas le même que celui que l'on emploie dans les modules dits « polycristallins », car les grains sont trop fins (voir ce qui suit).

Fabrication des tranches de silicium ou « *wafers* »

À partir de ce silicium purifié, on doit produire des tranches de silicium destinées à devenir des cellules solaires.

Silicium monocristallin

Pour obtenir ces tranches ou « wafers », il faut d'abord passer de ce silicium pur en granulés à un matériau massif. Dans le but d'obtenir du silicium monocristallin, il existe aujourd'hui une méthode encore très répandue, la plus classique : le procédé *Czochralski*. Elle consiste à étirer des barreaux cylindriques à partir de silicium fondu.
Le polycristal en grains est fondu dans un creuset avec un matériau dopant, par exemple du bore pour obtenir un matériau de base de type p (sur le principe du dopage, § 2.3.3). Au sommet de ce bain, on place une bouture de silicium monocristallin dans l'orientation précise que l'on veut obtenir et l'on fait croître le cristal sous la bouture en tirant, tournant et contrôlant très précisément la température. On fait croître ainsi dans la même orientation que la bouture des cristaux de 1 à 2 mètres de long et jusqu'à 30 cm de diamètre.

Copyright © 2009 Dunod.
© Dunod – La photocopie non autorisée est un délit.

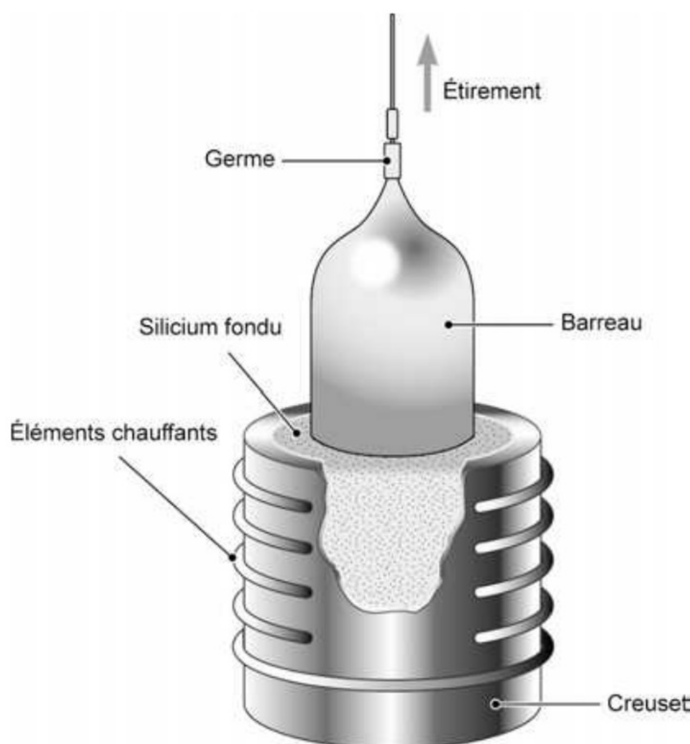


Figure 3.3 – Procédé *Czochralski*.

Un autre procédé dit « de fusion de zone », proche du Czochralski, consiste à étirer plus rapidement puis à faire fondre une zone du barreau par une bobine électromagnétique afin de lui permettre de cristalliser régulièrement à partir du germe.



Figure 3.4 – Barreaux et wafers monocristallins.

Ensuite, pour obtenir des tranches de silicium (wafers) d'environ 150 à 300 µm d'épaisseur, les barreaux sont découpés avec une scie à fil.

Un fil d'acier d'environ 0,2 mm de diamètre transportant un mélange abrasif, par exemple du carbure de silicium, passe à grande vitesse sur le silicium. Le procédé permet de scier en même temps une centaine de wafers, le fil tournant autour du lingot en formant une trame.

Le procédé total a un rendement en matière plutôt faible (15 à 20 %) et il est assez gourmand en énergie.

Copyright © 2009 Dunod.

☐ Silicium multicristallin

Dès le milieu des années 1970, on a déterminé quels éléments étaient nocifs au bon rendement des cellules solaires et par quel moyen on pourrait fabriquer un cristal de silicium bon marché de qualité dite « solaire ». Ainsi est né le silicium polycristallin ou plutôt multicristallin de qualité solaire qui apparaît comme la juxtaposition de petits cristaux monocristallins d'orientations différentes et de dimensions du mm au cm.

Pour fabriquer ce matériau, on refond tous les déchets provenant du tirage de monocristaux, ou du silicium métallurgique purifié, dans une cuve le plus souvent carrée, à une température proche de 1 500 °C, sous atmosphère contrôlée. Divers procédés thermiques et chimiques sont employés à ce stade pour « repousser » les principales impuretés à la périphérie du creuset, ce qui forme une « croûte » que l'on élimine après solidification. Le mode de refroidissement est essentiel et détermine la taille des cristaux et la distribution des impuretés restantes, principalement concentrées aux frontières entre cristaux, appelés *joints de grains*. Il est même possible d'orienter ces grains parallèlement à la surface pour améliorer la diffusion des charges électriques dans les futures cellules (voir par exemple le procédé Polix de la société Photowatt). Le lingot ainsi obtenu est ensuite taillé en barreaux de section carrée (12,5 × 12,5 ou 15,6 × 15,6 cm) qui seront eux-mêmes sciés en wafers par une scie à fils comme les barreaux de silicium cristallin. Le procédé économise de la matière : les wafers sont directement produits en carrés, le rendement en matière est bon, et le « remplissage » du module photovoltaïque est plus dense.

☐ Silicium ruban

Pour éliminer complètement l'étape de sciage, coûteuse en énergie, et générant beaucoup de perte matière, de nombreuses méthodes ont été expérimentées depuis la fin des années 1980 pour produire directement des plaquettes à partir du silicium fondu, procédés connus sous le terme générique de *silicium ruban*. Le silicium fondu est étiré directement sous forme d'un ruban, plan ou tubulaire. Les difficultés résident dans la définition du bon support pour soutenir le ruban, la gestion des calories à évacuer et le traitement des bords.

La technologie ruban *EFG* (pour « *Edge-defined Film-fed Growth* ») consiste à étirer d'un bain de silicium fondu un tube de section octogonale, jusqu'à 6 m de long, dont les faces sont ensuite recoupées par laser pour former des wafers, atteignant aujourd'hui la taille standard de 156 × 156 mm[1]. La tenue mécanique des wafers obtenus est un paramètre critique de cette méthode car la découpe laser fragilise les bords des cellules. Le degré de cristallisation dépend de la vitesse de tirage et une faible vitesse peut conduire à du silicium « ruban » quasi monocristallin à 15-16 % de rendement.

Selon une autre méthode récente (2002) dite *SR* pour *String ribbon*, développée aux États-Unis, on extrait du bain de silicium un seul ruban, maintenu de part et d'autre par des fils haute température (ou « *strings* »). Cette technique, plus simple, permet d'atteindre une meilleure productivité, surtout du fait de la vitesse de tirage qui peut être plus élevée. Les promoteurs de cette technique très impressionnante annoncent que le rendement matière est doublé par rapport à un procédé de

1. Photovoltaic International, Second edition 2008, www.pv-tech.org

© Dunod – La photocopie non autorisée est un délit.
Copyright © 2009 Dunod.

sciage traditionnel[1], mais ses détracteurs considèrent qu'elle est trop limitée en dimensions des wafers.

D'autres méthodes consistent à produire le ruban sur un support, qui sera ensuite retiré selon la technique dite *RGS* pour *Ribbon Growth on Substrate* où le matériau croit sur un substrat défilant.

Dans le même genre, la technique dite *CDS, Crystallisation on Dipped Substrate*, consiste à tremper des substrats dans le bain de silicium fondu. Les défenseurs de cette dernière technique très récente affirment que c'est la seule compatible avec une future production de masse car elle allie grande taille des wafers et productivité élevée.

Signalons tout de même qu'à l'heure actuelle (2009), le prix du silicium ayant considérablement baissé, ces technologies ont perdu une part de leur intérêt. En effet elles ont surtout pour but d'économiser la matière première et se sont développées essentiellement lors de la pénurie de silicium (2003-2004).

■ Du wafer à la cellule classique

Une fois les wafers de silicium constitués, le plus souvent de type p, il reste les étapes suivantes pour fabriquer la cellule solaire.

– Le décapage à la soude de la surface, qui a deux objectifs : l'élimination des défauts de sciage, et la gravure sélective pour obtenir une surface texturée en petites pyramides, ce qui améliore la collecte de la lumière dans toutes les directions.
– La diffusion de phosphore pour réaliser la jonction photovoltaïque, en formant une couche n+ en surface et n à la jonction.
– Un dopage de l'arrière avec de l'aluminium (sérigraphie et cuisson), ce qui crée une diffusion p+ et une surface améliorant la collecte des charges.
– Le dépôt d'une couche antireflet sur l'avant.
– Le dépôt d'une grille de métallisation sur avant (électrode (–))
– Le dépôt d'un métal soudable sur l'arrière (électrode (+))
– Le test et tri de toutes les cellules fabriquées.

La figure 3.5 montre en coupe une cellule au silicium monocristallin (échelles non respectées).

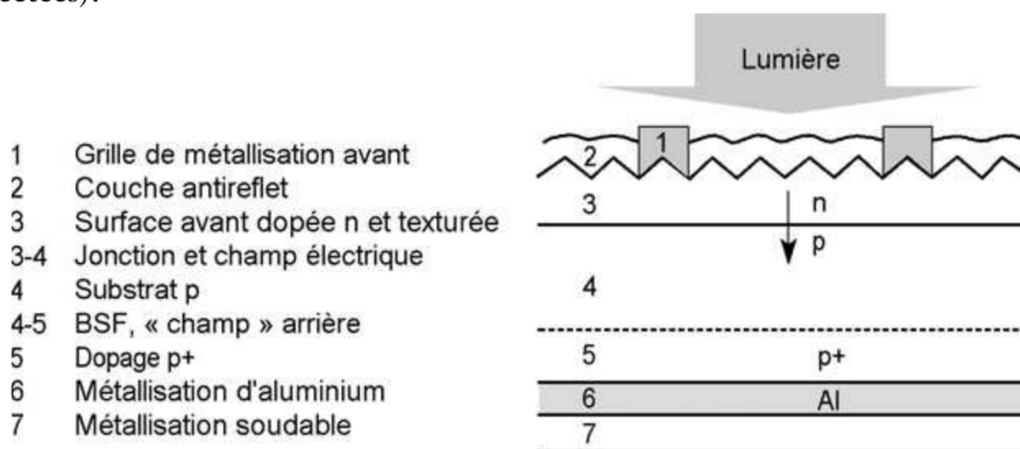


Figure 3.5 – Composition d'une cellule au Si monocristallin.

1. www.evergreensolar.com/technology

Copyright © 2009 Dunod.

Pour économiser l'énergie et réduire les coûts de fabrication, la tendance actuelle des industriels est de réaliser des chaînes de fabrication à procédés si possible secs et d'éviter au maximum les manipulations de wafers (source de casse). Les différents traitements thermiques, et même parfois la diffusion, se font dans des fours à bande et le procédé peut être continu sans stock intermédiaire, ce qui facilite son automatisation. Une autre tendance est de scier toujours plus fin, 100 µm étant suffisant pour capter tout le spectre reçu sur terre, certains constructeurs essaient de traiter des wafers de 130 à 180 µm, mais cette épaisseur est actuellement un minimum pour limiter la casse lors de manipulations et de chocs thermiques éventuels. De même les cellules sont de plus en plus grandes, pour réduire les étapes d'assemblage ultérieures. De cellules 125 × 125 mm on est passé maintenant à 156 × 156 mm de façon courante, et des développements en taille supérieure sont en cours dans les usines les plus modernes (en 2009).

Pour améliorer sans cesse les performances, les constructeurs multiplient les procédés sophistiqués : diffusion très proche de la surface avant pour améliorer la collecte des photons de petite longueur d'onde (photons bleus très énergétiques et pénétrant peu dans le silicium), métallisation avant extrêmement fine déposée au fond d'une gorge gravée au laser, deux couches antireflet…

Ces cellules cristallines « classiques » disponibles sur le marché ont actuellement un rendement de 15 à 18 %[1] (début 2009).

Voyons maintenant deux technologies assez récentes à base de silicium cristallin, qui donnent encore de meilleurs résultats.

■ Les cellules inter-digitées dites « *back-contact* »

Ce procédé très original mais déjà connu depuis 1994[2] dans le cadre des cellules à concentration, est complexe et onéreux. Mais il a maintenant sa place parmi les panneaux classiques, produits industriellement sur silicium monocristallin, avec des rendements de modules pouvant atteindre 20 %, parmi les meilleurs du marché[3]. Plus récemment, de telles cellules ont été également produites sur silicium polycristallin avec un rendement de 18,5 % à l'échelle du prototype[4].

Dans une telle cellule, on n'a plus une seule jonction p-n, localisée en face avant et placée perpendiculairement à l'entrée de la lumière (figure 3.5), mais plusieurs jonctions n-p interconnectées, sous forme de peignes, localisées en face arrière (figure 3.6). Ces modules se remarquent surtout par le fait qu'ils n'ont pas de contacts en face avant : ils sont tous reportés derrière la cellule, et donc invisibles sur un module.

Copyright © 2009 Dunod.
© Dunod – La photocopie non autorisée est un délit.

1. Voir par exemple les cellules allemandes Q-cells et Ersol, les japonaises de Kyocera, les françaises de Photowatt ou Tenesol. Pour un annuaire de tous les producteurs, voir www.solarbuzz.com.
2. P.J. Verlinden, R.M. Swanson and R.A. Crane, *High Efficiency Silicon Point-Contact Solar Cells for Concentrator and High Value One-sun Applications*, Proceedings 12th EC Photovoltaic Solar Energy Conference, Amsterdam, April 1994, pp. 1477-1480.
3. Société Sunpower corporation.
4. Société Kyocera – Conférence européenne PVSEC à Milan en septembre 2007.

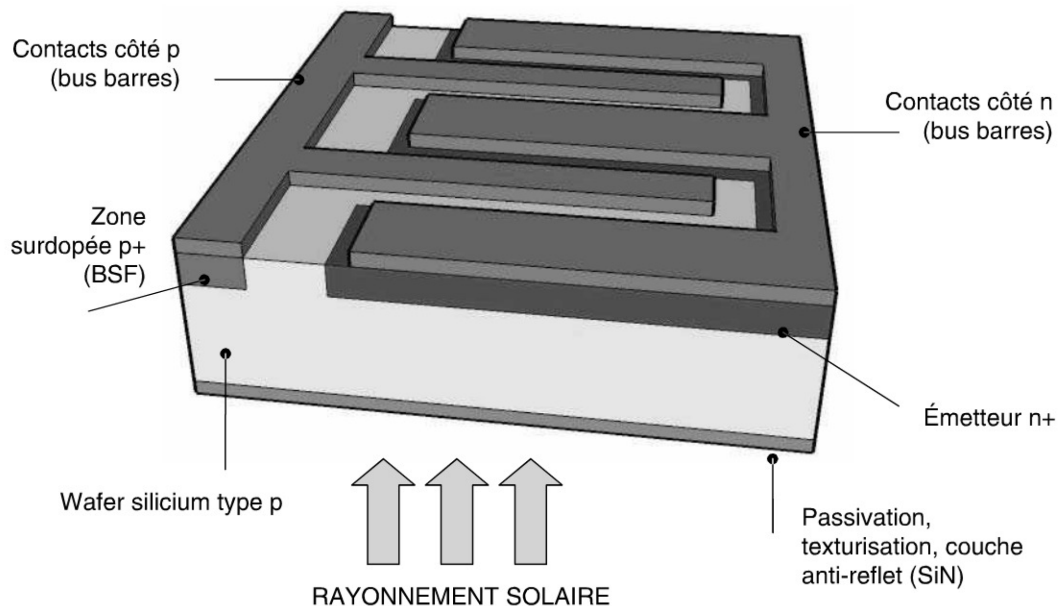


Figure 3.6 – Composition d'une cellule à contacts inter-digités.

Ce résultat est obtenu par des méthodes de gravure, et de diffusion très précises, avec de nombreuses étapes qui relèvent des techniques de microélectronique, ce qui explique le coût élevé ; de plus, le wafer en silicium utilisé doit être de très bonne qualité.

Mais les avantages sont multiples, notamment :

– le courant d'obscurité de la cellule est réduit car la surface de la jonction est faible ;
– il n'y a pas de masquage par les contacts avant puisqu'il n'y en a plus ;
– les contacts étant tous en face arrière, ils peuvent être larges, ce qui diminue la résistance série de la cellule ;
– les interconnexions entre les cellules dans un module sont facilitées par cet emplacement de tous les contacts en face arrière.

Avec cette technologie, on atteint jusqu'à 24 % en laboratoire et 21-22 % en usine, ce qui est clairement très au-dessus des technologies classiques.

■ Les cellules à hétérojonction dites « HIT » ou « HIP »

Une hétérojonction est une jonction photovoltaïque composée de matériaux différents. Les cellules HIT pour *Heterojunction with intrinsic thin layer* sont composées d'un wafer de silicium cristallin et de couches minces de silicium amorphe. L'idée est de bénéficier des avantages du cristallin : meilleur rendement à fort éclairement, réponse spectrale dans le proche IR (§ 3.1.2), et du silicium amorphe : meilleure sensibilité aux faibles éclairements et à la lumière bleue, moindre chute de puissance avec la température. Selon le procédé Sanyo, sur une fine tranche de silicium cristallin de type n, on dépose des couches silicium amorphe p et i en face avant et i et n en face arrière (figure 3.7). Le constructeur

Copyright © 2009 Dunod.

annonce des cellules à 20 % de rendement et offre des modules de 16 à 17 % et un coefficient de température ramené de 0,4 à 0,3 %/°C.[1] Voir ci-dessous, au paragraphe 3.1.2, les détails concernant cette influence de la température.

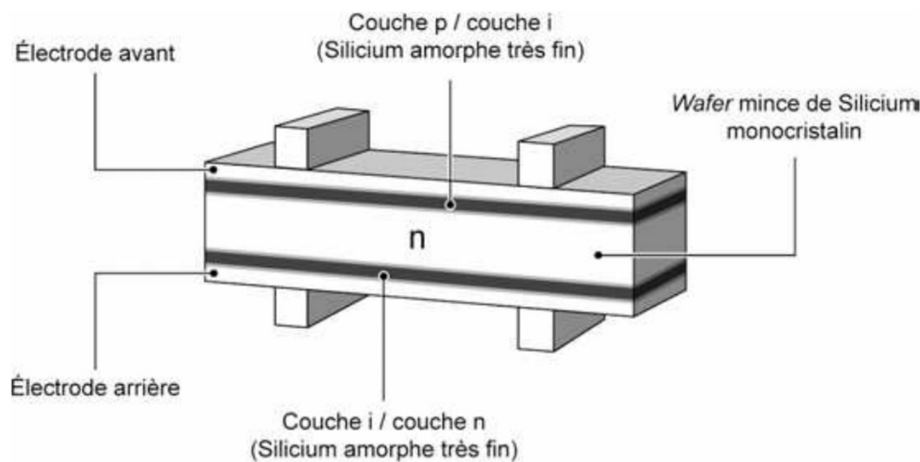


Figure 3.7 – Cellules HIT type Sanyo – Crédit *energymatters.com.au*

Ces cellules HIT ont aussi leurs détracteurs : l'avantage en température n'est pas toujours constaté sur le terrain, il faut attendre plus de résultats, la technologie est encore récente.

3.1.2 Propriétés des cellules cristallines

■ Réponse spectrale

Rappelons ici brièvement ce qui a été évoqué au chapitre 2, à savoir que le matériau silicium cristallin a une réponse spectrale (sensibilité aux différentes couleurs de la source de lumière) qui va du bleu (400 nm) au proche infrarouge (1 100 nm), c'est-à-dire bien adapté au spectre solaire, avec un point faible dans le bleu (figure 2.28). Ce manque de courant dans la partie bleue du spectre solaire est dû essentiellement à de la réflexion (les cellules brutes apparaissent bleues), donc un bon antireflet améliore cette réponse.

■ Performances courant-tension

IMPERFECTION DE LA DÉFINITION DU « RENDEMENT » SELON LA NORME STC

Comme on l'a vu lorsqu'on a défini le rendement énergétique et les conditions de mesure de ce rendement (§ 2.4.1), les technologies de cellules solaires sont souvent comparées entre elles uniquement au Soleil, sous un rayonnement de 1 000 W/m² (conditions dites « STC »), et à une température de 25 °C, ce qui n'est pas le cas général, loin s'en faut.

Comment un panneau exposé à un plein ensoleillement pourrait être maintenu à 25 °C ? Mais lorsque ces normes ont été définies, tous les panneaux étaient optimisés pour le grand Soleil, sans doute parce qu'on n'imaginait pas à l'époque de toutes les applications que le solaire allait couvrir ensuite dans les pays tempérés et *a fortiori* sous éclairage artificiel.

1. http://www.solarelectricsupply.com/Solar_Panels/Sanyo/HIT-190BA19.html

© Dunod – La photocopie non autorisée est un délit.
Copyright © 2009 Dunod.

Aujourd'hui, cette norme ne fait plus l'unanimité, loin de là, car elle ne permet pas de prévoir la production d'un champ de panneaux sur le terrain, qui dépend aussi du rayonnement instantané, souvent beaucoup plus faible, de l'état du ciel (rayonnement diffus ou direct), de l'orientation des capteurs, de leur température de fonctionnement… On utilise plutôt les valeurs de production réelles en kWh produits par W_c installé.

La figure 3.8 présente quelques caractéristiques courant-tension d'une cellule monocristalline à 15 % de rendement, d'une surface de 10 × 10 cm (100 cm^2). La courbe supérieure est tracée sous 1 000 W/m^2 en conditions normalisées STC, et celles du dessous sont données à des intensités plus faibles du rayonnement solaire, toujours à 25 °C.

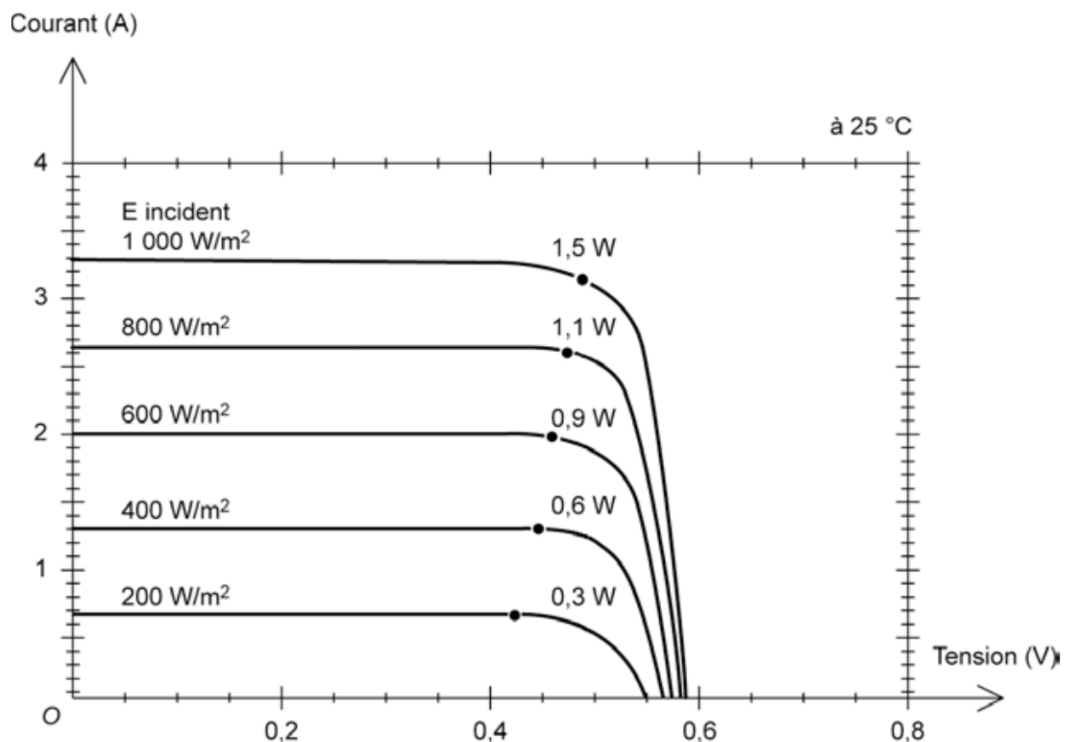


Figure 3.8 – Courbes I(V) sous diverses intensités de rayonnement d'une cellule monocristalline.

Copyright © 2009 Dunod.

Dans les conditions normalisées STC, une telle cellule a typiquement une tension de circuit ouvert de 0,58 V, un courant de court-circuit de 33 mA/cm^2. En fonctionnement, c'est-à-dire au voisinage du « coude » de la caractéristique, elle produit 30 mA/cm^2 sous 0,5 V (ce qui donne 3 A × 0,5 V = 1,5 W et 15 % de rendement sur 100 cm^2). En pratique, ces valeurs varient en fonction de la technologie cristalline employée. Voir l'échantillonnage de modules dans le tableau 3.2.

☐ Influence de l'éclairement

Bien entendu la production photovoltaïque d'un panneau dépend directement du flux lumineux reçu, puisque c'est sa source d'énergie. Mais tous les paramètres de la caractéristique ne sont pas affectés de la même manière. Dans la partie gauche des courbes (figure 3.8), on constate que le courant est directement proportionnel au rayonnement à ces niveaux d'éclairement (> 200 W/m^2). La tension par contre

est moins dégradée lorsque la lumière baisse. En effet comme on l'a vu au paragraphe 2.4.1, la tension d'une cellule varie comme le logarithme de l'éclairement. Dans une cellule monocristalline, la résistance parasite shunt reste assez élevée et la cellule peut fournir une tension correcte même à petits éclairages. Pour une cellule polycristalline qui présente une plus faible résistance shunt, la tension peut parfois baisser de manière importante dès que l'éclairement descend en dessous de 30-50 W/m^2 (3 à 5 % de l'ensoleillement maximal). Cette propriété est pénalisante pour l'emploi du cristallin dans les pays tempérés.

À plus forte raison, le silicium cristallin ne peut pas être utilisé sous lumière artificielle, où l'on dispose typiquement de 100 à 1 000 lux, l'équivalent de 0,1 à 1 % du rayonnement solaire normalisé (pourcentage qui dépend du spectre de la lampe).

C'est le silicium amorphe qui sera employé dans ce cas, pour équiper les produits à usage intérieur, opérant sous illumination réduite : montres, calculettes, appareils de mesure, etc.

□ Influence de la température

La température a un impact important sur les performances des cellules cristallines, et donc sur la conception et la production des panneaux et des systèmes.

En effet, la tension d'une cellule cristalline baisse assez fortement avec la température, comme on l'a vu lors de l'établissement de la relation courant-tension (§ 2.4.1). Cet effet est représenté à la figure 3.9 où l'on voit différentes courbes d'une cellule cristalline entre 10 et 75 °C sous un ensoleillement de 1 000 W/m^2.

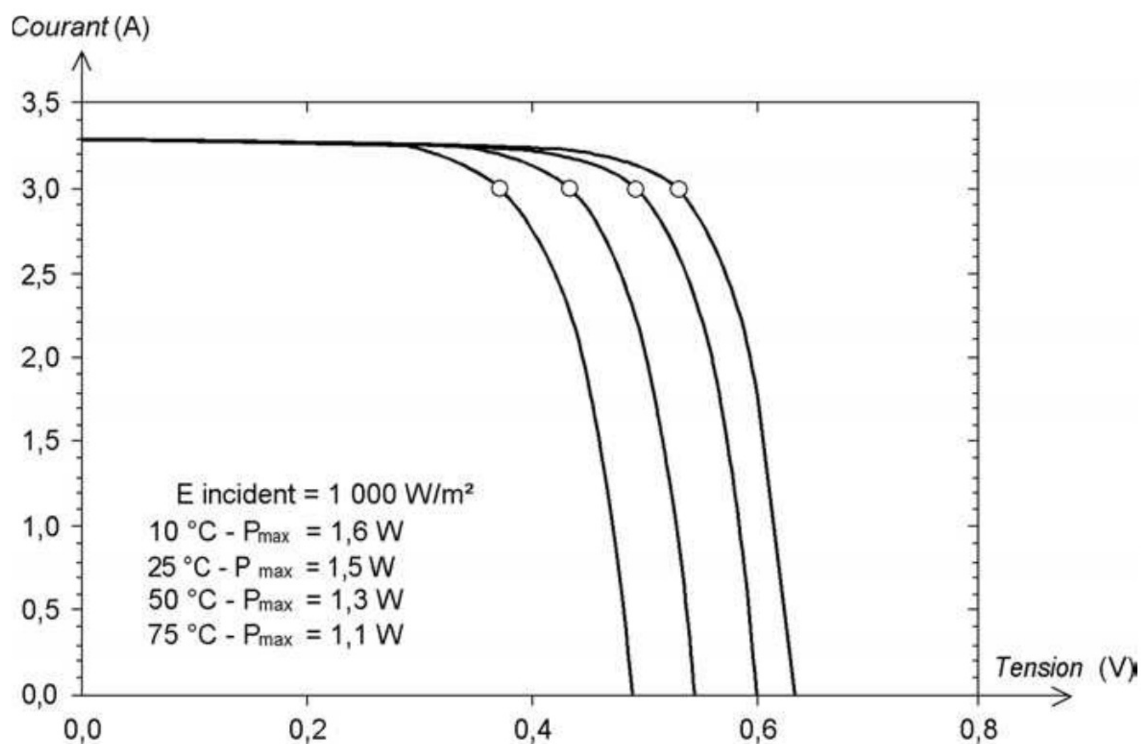


Figure 3.9 – Courbes I(V) d'une cellule monocristalline à diverses températures.

© Dunod – La photocopie non autorisée est un délit.
Copyright © 2009 Dunod.

Aujourd'hui, cette norme ne fait plus l'unanimité, loin de là, car elle ne permet pas de prévoir la production d'un champ de panneaux sur le terrain, qui dépend aussi du rayonnement instantané, souvent beaucoup plus faible, de l'état du ciel (rayonnement diffus ou direct), de l'orientation des capteurs, de leur température de fonctionnement… On utilise plutôt les valeurs de production réelles en kWh produits par W_c installé.

La figure 3.8 présente quelques caractéristiques courant-tension d'une cellule monocristalline à 15 % de rendement, d'une surface de 10 × 10 cm (100 cm²). La courbe supérieure est tracée sous 1 000 W/m² en conditions normalisées STC, et celles du dessous sont données à des intensités plus faibles du rayonnement solaire, toujours à 25 °C.

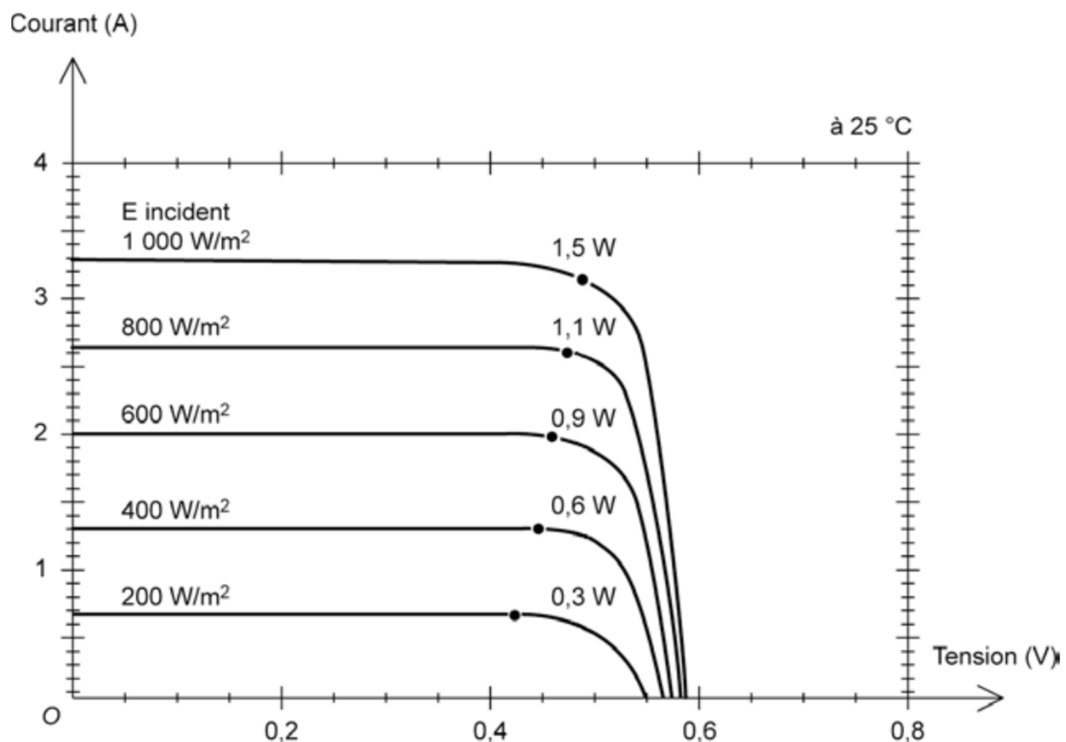


Figure 3.8 – Courbes I(V) sous diverses intensités de rayonnement d'une cellule monocristalline.

Dans les conditions normalisées STC, une telle cellule a typiquement une tension de circuit ouvert de 0,58 V, un courant de court-circuit de 33 mA/cm². En fonctionnement, c'est-à-dire au voisinage du « coude » de la caractéristique, elle produit 30 mA/cm² sous 0,5 V (ce qui donne 3 A × 0,5 V = 1,5 W et 15 % de rendement sur 100 cm²). En pratique, ces valeurs varient en fonction de la technologie cristalline employée. Voir l'échantillonnage de modules dans le tableau 3.2.

☐ Influence de l'éclairement

Bien entendu la production photovoltaïque d'un panneau dépend directement du flux lumineux reçu, puisque c'est sa source d'énergie. Mais tous les paramètres de la caractéristique ne sont pas affectés de la même manière. Dans la partie gauche des courbes (figure 3.8), on constate que le courant est directement proportionnel au rayonnement à ces niveaux d'éclairement (> 200 W/m²). La tension par contre

Copyright © 2009 Dunod.

est moins dégradée lorsque la lumière baisse. En effet comme on l'a vu au paragraphe 2.4.1, la tension d'une cellule varie comme le logarithme de l'éclairement. Dans une cellule monocristalline, la résistance parasite shunt reste assez élevée et la cellule peut fournir une tension correcte même à petits éclairages. Pour une cellule polycristalline qui présente une plus faible résistance shunt, la tension peut parfois baisser de manière importante dès que l'éclairement descend en dessous de 30-50 W/m^2 (3 à 5 % de l'ensoleillement maximal). Cette propriété est pénalisante pour l'emploi du cristallin dans les pays tempérés.

À plus forte raison, le silicium cristallin ne peut pas être utilisé sous lumière artificielle, où l'on dispose typiquement de 100 à 1 000 lux, l'équivalent de 0,1 à 1 % du rayonnement solaire normalisé (pourcentage qui dépend du spectre de la lampe).

C'est le silicium amorphe qui sera employé dans ce cas, pour équiper les produits à usage intérieur, opérant sous illumination réduite : montres, calculettes, appareils de mesure, etc.

☐ Influence de la température

La température a un impact important sur les performances des cellules cristallines, et donc sur la conception et la production des panneaux et des systèmes.

En effet, la tension d'une cellule cristalline baisse assez fortement avec la température, comme on l'a vu lors de l'établissement de la relation courant-tension (§ 2.4.1). Cet effet est représenté à la figure 3.9 où l'on voit différentes courbes d'une cellule cristalline entre 10 et 75 °C sous un ensoleillement de 1 000 W/m^2.

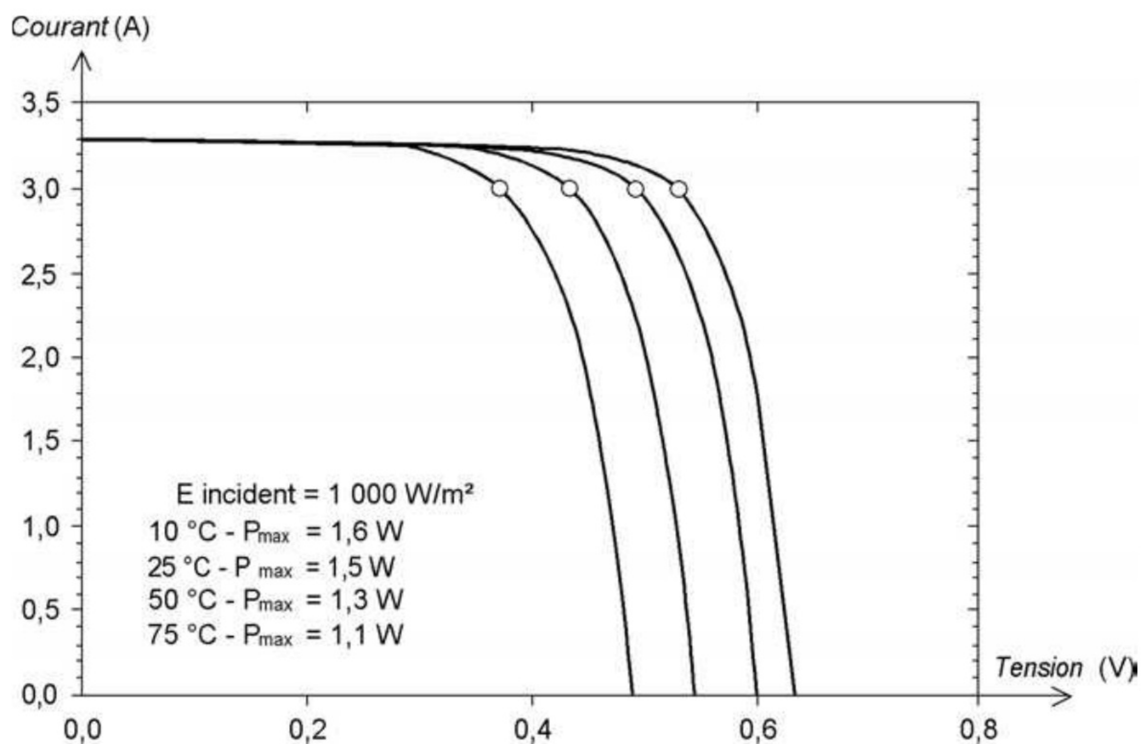


Figure 3.9 – Courbes I(V) d'une cellule monocristalline à diverses températures.

© Dunod – La photocopie non autorisée est un délit.
Copyright © 2009 Dunod.

La tension perd typiquement 2 mV/°C et par cellule (soit – 0,4 %/°C pour 500 mV) ce qui la fait chuter d'environ 80 mV entre 25 et 65 °C par exemple. Pour un module 12 V à 36 cellules, cela réduit la tension de fonctionnement U_m de 16 % : 16 V à 13,1 V (36 cellules × 0,08 V = – 2,9 V). Il est évident que cela peut avoir des conséquences sur la charge d'une batterie si le panneau est soumis à cette température de 65 °C. On peut se demander si une cellule est susceptible de monter aussi haut en température sur le terrain. C'est malheureusement possible, même au-delà de 70 °C : la température réelle de fonctionnement d'une cellule est toujours supérieure à la température ambiante. Cet écart dépend de la construction du module dans lequel elle est implantée (§ 3.1.4).

Sous l'effet d'une hausse de la température, le courant gagne quant à lui un petit peu d'intensité. Ceci peut être expliqué par une meilleure absorption de la lumière, le gap baissant lorsque la température augmente. Mais l'accroissement du courant peut être négligé au point de puissance maximale et le comportement global de la cellule cristalline en température est une perte de 0,4 à 0,5 % par degré, parfois 0,3 pour les cellules HIT d'après les fabricants. Ce qui se traduit en pratique par des pertes de l'ordre de – 15 % environ pour des cellules à 60 °C.

3.1.3 De la cellule au module photovoltaïque

Le « module » photovoltaïque est par définition un ensemble de cellules assemblées pour générer une puissance électrique exploitable lors de son exposition à la lumière. En effet, une cellule élémentaire ne génère pas suffisamment de tension, de l'ordre de 0,6 V pour la technologie cristalline. Il faut presque toujours plusieurs cellules en série pour générer une tension utilisable.

De plus, cet assemblage en série doit être protégé pour rendre le module apte à un usage en extérieur. Les cellules sont en effet des objets fragiles et sensibles à la corrosion qu'il convient de protéger mécaniquement et de mettre à l'abri des rigueurs du climat (humidité, variations de température, etc.).

On réalise donc des modules de diverses puissances selon la surface mise en œuvre (typiquement de 1 à 300 Wc par module), capables de générer du courant continu lorsqu'ils sont exposés à la lumière. Ces modules constituent la partie productrice d'énergie dans un générateur photovoltaïque.

Des modules de plus en plus puissants sont disponibles sur le marché, en particulier pour la connexion au réseau, les limites étant liées au poids, à la manipulation, et aux contraintes de maintenance. Donc pour constituer un générateur de puissance élevée, on réunit presque systématiquement plusieurs modules photovoltaïques et on les câble entre eux avant de les relier au reste du système. L'assemblage en série demande des panneaux de même courant et l'assemblage en parallèle de même tension (§ 3.1.6).

Observons à la figure 3.10 la structure d'un module au silicium cristallin (mono- ou multicristallin). Il est composé d'un certain nombre de cellules disposées en rang, connectées entre elles en série, et assemblées de façon étanche dans un encadrement.

Copyright © 2009 Dunod.

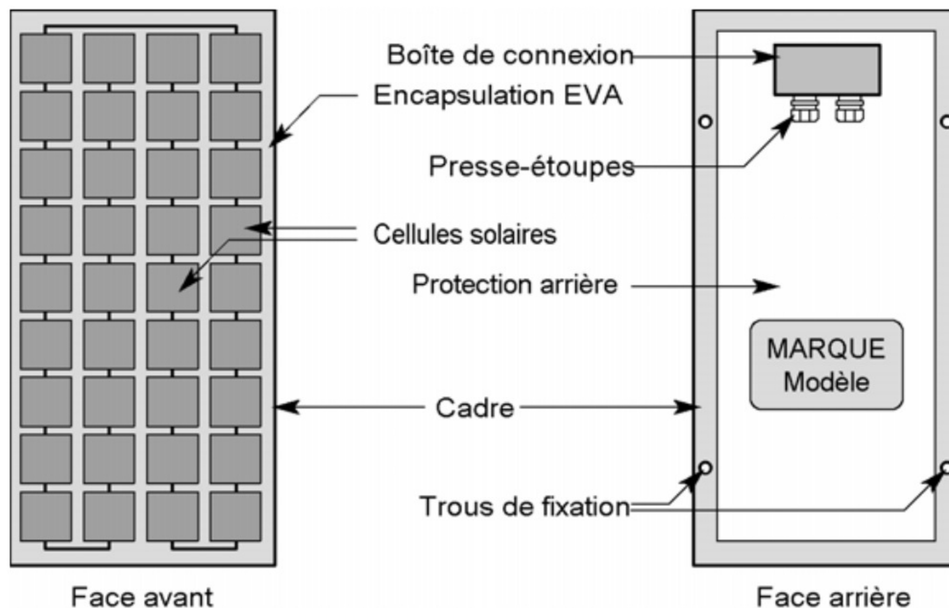


Figure 3.10 – Structure d'un module photovoltaïque au silicium cristallin.

■ Mise en série

Mettre des cellules en série est indispensable pour produire une tension utilisable. Cela répond à des règles électriques et mécaniques (possibilités d'assemblage des cellules).

□ Nombre de cellules par module

Comme on l'a vu plus haut, une cellule au silicium cristallin présente une tension de circuit ouvert de l'ordre de 0,6 V et une tension à la puissance maximale de l'ordre de 0,45-0,5 V.

Assemblons maintenant ces cellules pour former, à titre d'exemple, un module photovoltaïque destiné à la charge d'une batterie 12 V.

Sachant qu'il faut disposer d'environ 14,5 V pour une charge efficace et que l'on va perdre 2 à 3 V en câblage et du fait des élévations de température (§ 3.3.2) il faudra disposer d'un panneau fournissant au minimum 17,5 V à sa puissance maximale. Si l'on divise 17,5 par 0,48, on trouve le nombre arrondi de 36, valeur extrêmement courante pour les panneaux 12 V du marché. Cela permet de disposer les cellules d'un module en quatre rangées de neuf ou six rangées de six. En pratique, les panneaux 12 V comportent 32 à 44 cellules : cela dépend de la valeur exacte de la tension de chaque cellule et de la température d'utilisation.

Pour la connexion au réseau, il est intéressant de disposer de panneaux avec une tension plus élevée, 40 V ou même 60 ou 72 V, d'une part parce qu'ils sont faits pour alimenter des onduleurs de tension d'entrée de plus en plus élevée (100 V au moins), d'autre part parce que plus les tensions sont élevées, plus les courants sont faibles, ce qui simplifie le câblage (câbles plus fins, organes de protection d'ampérage inférieur). Ces panneaux de plus en plus puissants comportent un nombre bien supérieur de cellules, plutôt déterminé par la taille des cellules standard (aujourd'hui de 156 × 156 mm) et les contraintes de dimensions de panneaux.

© Dunod – La photocopie non autorisée est un délit.
Copyright © 2009 Dunod.

On trouve ainsi des panneaux pour la connexion réseau à 72 ou 96 cellules en série. Voir notre tableau 3.2 de modules ci-dessous.

□ Câblage série des cellules

Sauf sur les cellules « back-contact » où tous les contacts sont à l'arrière, le contact (–) en face avant de la première cellule doit être relié au contact (+) en face arrière de la cellule suivante, le contact (–) de cette dernière au contact (+) de la suivante, etc. Ces liaisons nécessitent un contact soudable de chaque côté des cellules, le plus souvent à base d'étain ou d'argent. On les réalise avec des rubans de cuivre étamés, à la fois souples, extra-plats et soudables. La figure 3.11 fait apparaître ces connexions internes. Dans l'industrie, cette étape est de plus en plus souvent automatisée : la machine prend les cellules à l'aide de ventouses et les soude deux à deux en bandes appelées « *strings* » qui seront ensuite soudées entres elles par leurs extrémités (figure 3.12).

Cette étape est assez délicate, car les cellules sont fragiles. La manipulation et la soudure nécessitent des équipements élaborés et dédiés à des formats bien précis. La mise en série des cellules en couche mince est nettement plus simple et plus souple en terme de format, nous le décrivons au paragraphe 3.2.

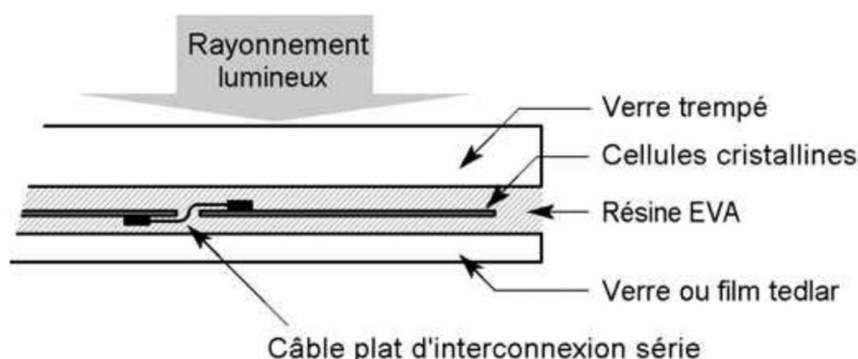


Figure 3.11 – Vue en coupe d'un module au silicium cristallin.

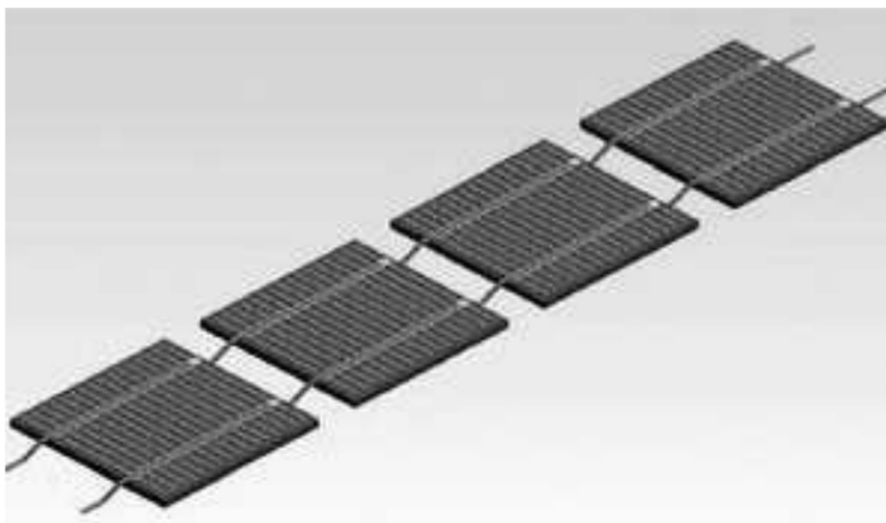


Figure 3.12 – Un « string » de cellules en série – Crédit ECN.

Copyright © 2009 Dunod.

Que se passe-t-il d'un point de vue électrique lorsque des cellules sont mises en série ? Il en va de même que pour des piles ou d'autres générateurs : les tensions de toutes les cellules s'ajoutent et le courant est le même que celui d'une seule cellule. C'est pourquoi il faut toujours des cellules de même courant pour les mettre en série : en fabrication, on appelle cela l'appairage : on trie les cellules selon leur courant pour les câbler entre elles. Si l'une d'elles était plus faible en courant, elle imposerait son courant à toute la série, ce qui pénaliserait le module complet.

Si l'on câblait des cellules en parallèle, à l'inverse de la série, ce sont les courants qui s'ajouteraient et la tension qui resterait constante. Il faudrait cette fois-ci appairer les tensions et non les courants. C'est ce qui se passe lors de la mise en parallèle des modules photovoltaïques pour constituer un générateur plus puissant (§ 3.1.5).

Avoir des cellules toutes identiques serait plus simple, mais la dispersion de la production est trop importante (écart entre les meilleures et les moins bonnes cellules). Ce tri des cellules en « classe » est une contrainte pour les producteurs, qui souvent choisissent de fabriquer des modules identiques en terme géométriques mais de puissances différentes selon les caractéristiques des cellules utilisées. Voir par exemple les modules monocristallins 165-185 Wc de chez Suntech (deuxième ligne du tableau 3.2).

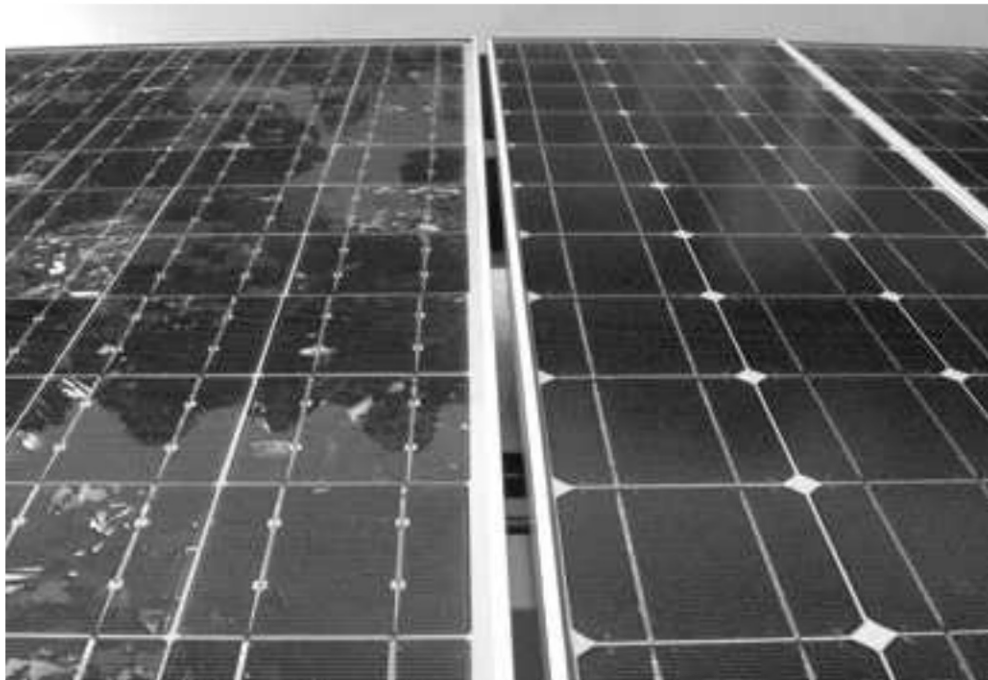


Figure 3.13 – Modules au silicium polycristallin (à gauche) et monocristallin (à droite) (photo *www.photovoltaïque.info*).

■ Encapsulation et encadrement

Une fois ces connexions effectuées, on réalise l'opération dite d'*encapsulation* : les cellules sont enrobées dans une résine et prises en « sandwich » entre deux supports en éloignant les cellules d'environ 1 cm du bord pour éviter la corrosion.

Copyright © 2009 Dunod.
© Dunod – La photocopie non autorisée est un délit.

☐ En face avant

Il faut placer un revêtement transparent et résistant. Un verre trempé[1] « haute transmission » est un bon choix. Il s'agit de verre de moindre concentration en oxyde de fer que le verre à vitre, et donc plus transparent. L'épaisseur de ce verre est généralement de 3 ou 4 mm d'épaisseur selon la dimension du module, beaucoup de qualités différentes existent aujourd'hui chez les verriers.

☐ En face arrière

On met parfois également du verre, selon la technique du bi-verre feuilleté inspirée de la fabrication des pare-brise automobiles. C'est évidemment la solution la plus résistante mécaniquement, qui donne des modules partiellement transparents, intéressants pour les applications architecturales. Mais il est plus économique et parfois tout aussi efficace d'utiliser un film plastique de type PVF (Poly Fluorure de Vinyle, connu sous la marque *Tedlar* chez Dupont de Nemours), ou d'autres films faisant barrière à l'humidité comme des multicouches plastique/métal. Ces dernières années, la fourniture de ces matériaux est devenue un enjeu important compte tenu de la croissance spectaculaire de la production mondiale de panneaux. Cela a conduit à des pénuries (de Tedlar surtout, marque exclusive du groupe Dupont) que les fabricants de multicouches contournent maintenant en employant des matériaux alternatifs comme le polyéthylène, le polyester, et d'autres matériaux innovants, le plus souvent couplés entre eux. Valider un tel matériau n'est pas simple, il faut de nombreux tests accélérés en étuve climatique et des validations de terrain, car la durée de vie des panneaux est directement concernée.

La résine d'enrobage, quant à elle, est fréquemment de l'*EVA* (*Ethyl-Vinyl-Acétate*). Elle se présente sous forme de feuilles de couleur blanchâtre, qui sont placées entre les revêtements et les cellules. L'EVA dit « solaire », adapté à cette opération, comporte des additifs pour amorcer la solidification ainsi que pour favoriser l'adhérence sur le verre. On chauffe l'empilement : verre/EVA/cellules câblées/EVA/verre (ou film plastique) jusqu'à 100-120 °C pour liquéfier la résine, on exerce alors une pression pour chasser l'air et réaliser le collage, puis on maintient la température vers 140 °C pendant environ quinze minutes afin de solidifier – réticuler – l'EVA. Il devient alors transparent, avec un indice de réfraction proche de celui du verre ce qui évite les pertes optiques. La technologie employée s'apparente à celle des pare-brise feuilletés, à la différence que le verre étant plat et non pas courbe, il suffit d'1 bar de pression pour effectuer ce collage (contre trois à cinq bars dans les autoclaves de l'industrie automobile). Cette opération est réalisée dans un laminateur composé d'un plateau chauffant, d'une pompe à vide et d'une poche pour appliquer la pression atmosphérique sur les empilements.

Le module photovoltaïque est alors opérationnel. Et surtout, il est prêt à endurer tous les climats (§ 3.1.4).

1. Le « trempage » du verre, par un procédé chimique ou thermique, le rend beaucoup plus résistant, en tout cas quasiment insensible à la grêle. En conséquence, on ne peut plus les couper facilement : la trempe doit être réalisée sur des plaques au format définitif.

Copyright © 2009 Dunod.

On lui ajoute souvent un cadre de fixation et une sortie électrique adéquate. Cette dernière phase est importante car le passage des connexions électriques vers l'extérieur ne doit pas constituer un point d'infiltration d'eau ou de vapeur d'eau. Sur le cadre, le plus souvent, on fixe une boîte de raccordement, dite *boîte de jonction* pour connecter le panneau avec des conducteurs compatibles avec son ampérage de sortie.
Pour la connexion au réseau, les tensions continues étant très élevées, 200-600 V typiquement, des câbles particuliers à double isolement et fiches intégrées sont employés.

ÉTANCHÉITÉ OU NON ?

Qu'il s'agisse des modules eux-mêmes ou de leurs boîtes de raccordement, il y a eu de nombreuses controverses au sujet de l'étanchéité, quelles que soient les technologies. Faut-il une étanchéité parfaite pour empêcher toute humidité de pénétrer, sous forme gazeuse (vapeur d'eau) ou liquide ? Aujourd'hui, la plupart des constructeurs s'accordent à penser que l'étanchéité parfaite étant très difficile à réaliser, il vaut mieux laisser « respirer » les modules afin que l'humidité n'y stagne pas, mais s'évapore. On préfère également les boîtes de connexion avec trou d'évacuation d'eau ; plutôt qu'une étanchéité imparfaite : l'eau vapeur qui pénètre alors se condense en eau liquide et ne ressort pas, c'est donc pire. On veillera juste à éviter l'entrée des petites bêtes en ajoutant une grille sur les trous d'aération ! Pour les panneaux utilisés sur le réseau, on n'accède plus à la boîte de jonction mais seulement aux fiches des câbles de mise en série déjà montés.

3.1.4 Caractéristiques électriques et climatiques des modules

On vient de voir toutes les étapes pour passer de la cellule au module. Ce n'est pas sans conséquence sur leurs performances photovoltaïques. Un module a des caractéristiques légèrement inférieures à celles des cellules qui le constituent, à cause :

- du verre et de l'EVA en face avant qui engendrent une perte optique (environ 4 %) ;
- de la dispersion des cellules entre elles ;
- des pertes dues à la disposition géométrique : espaces entre les cellules, bordure et encadrement ;
- des petites pertes électriques en série : soudures, câbles plats…

Typiquement ces pertes représentent au total environ 10 % et font chuter le rendement de 15 % sur cellules à 13,5 % sur module par exemple.
Sur la fiche technique d'un module photovoltaïque figurent bien entendu ses caractéristiques physiques : dimensions, poids, principe de fixation, connexions de sortie, et surtout ses caractéristiques électriques que nous allons reprendre ici une à une.
Avant cela, rappelons que les modules photovoltaïques sont mesurés et garantis dans des conditions de référence dites « STC » (*Standard Test Conditions*) qui sont :

- rayonnement solaire 1 000 W/m^2 ;
- spectre solaire AM 1.5 ;
- température ambiante 25 °C.

Ces conditions sont normalement rappelées sur les fiches techniques des modules. Quand le panneau est également contrôlé et/ou garanti à un éclairement plus faible, les données sont parfois fournies, par exemple à 200 W/m^2. C'est un « plus » indéniable, car ces conditions STC ne sont pas représentatives de toutes les situations

© Dunod – La photocopie non autorisée est un délit.
Copyright © 2009 Dunod.

rencontrées, loin de là, car cet ensoleillement de 1 000 W/m^2 est très élevé (rappelons que l'intensité « AM0 » hors atmosphère est de 1 360 W/m^2). En France, on ne le rencontre qu'en milieu de journée, lors d'une très belle journée de printemps, avec un ciel parfaitement dégagé. Voir la remarque « Imperfection de la norme STC » au paragraphe 3.1.2.

■ Paramètres électriques sous illumination

Le module photovoltaïque exposé au Soleil ou sous un autre type d'éclairement produit une puissance en continu dont les caractéristiques ont été décrites précédemment. On se référera à la figure 2.27 pour la définition des paramètres de courant, de tension, etc., utilisés ci-dessous.

□ Puissance maximale, tension et courant de fonctionnement

La *puissance crête* ou puissance maximale du module photovoltaïque sous ensoleillement est le paramètre essentiel. C'est le point idéal de la caractéristique courant-tension dans les conditions STC.

Les valeurs de tension (V_m) et de courant (I_m), tels que $P_m = V_m \times I_m$, appelés également tension et courant sous charge, sont importants aussi. Surtout pour les alimentations sur batteries : à quoi bon avoir beaucoup de Watts s'ils ne chargent pas la batterie ? Si la tension V_m STC est trop faible (13 ou 14 V par exemple pour un panneau solaire 12 V), la charge de la batterie sera possible sous fort éclairement sans aucune perte en ligne, mais impossible si ces conditions ne sont pas remplies. Un bon panneau 12 V doit avoir une tension V_m dans les conditions STC de 17 V au minimum. D'autant plus dans les régions où l'ensoleillement n'est pas toujours maximal. Le panneau pourra sans problème être sollicité en dessous de cette valeur, c'est la batterie qui imposera la tension de fonctionnement, à 13,5 V par exemple. Mais cette « réserve » en tension sera utile pour les cas où elle chute, c'est-à-dire :

– ensoleillement inférieur au STC ;
– températures > 25 °C ;
– pertes de tension le long des câbles.

Se référer au paragraphe sur les effets de l'ensoleillement et de la température sur les performances électriques des cellules.

Le courant de charge I_m a son importance aussi : c'est le courant maximal que peut produire le panneau en fonctionnement. Il conditionne le calcul de tous les composants qui vont venir derrière : câble de sortie, diodes, contrôleur de charge et onduleurs.

□ Tension de circuit ouvert

Cette tension (V_{co}) est facile à mesurer puisqu'il s'agit de la tension à vide du panneau, sans aucune circulation de courant, lue simplement sur un voltmètre branché à ses bornes. Une valeur de 22 à 24 V est courante pour un panneau 12 V de bonne qualité. Bien qu'elle ne soit pas directement utile, cette tension apporte des informations. Par exemple, enregistrer les variations de cette tension en fonction de l'ensoleillement peut donner une bonne idée de la capacité du panneau à charger

Copyright © 2009 Dunod.

une batterie sous ensoleillement modéré. Sachant que le rapport entre le V_m et le V_{co} est approximativement de 0,8 ; dans une situation d'ensoleillement qui donnerait moins de 16 V de circuit ouvert, le panneau n'a aucune chance de charger correctement une batterie 12 V, puisque sa tension de fonctionnement serait inférieure à $16 \times 0{,}8 = 12{,}8$ V.
Mesurer cette tension est aussi le moyen le plus simple, lors d'une opération de maintenance, de vérifier que le panneau a toujours sa continuité électrique interne. Enfin la mesure de V_{co} permet d'évaluer rapidement la température des cellules dès que l'on connaît sa valeur aux STC.

□ Courant de court-circuit et facteur de forme

Ce courant à tension nulle, noté I_{cc} (§ 2.4.1) tel que le mesure un ampèremètre branché directement aux bornes du panneau, n'est pas un paramètre très intéressant pris tout seul. Il peut donner tout au plus une indication du rayonnement solaire du moment, puisqu'il lui est proportionnel. Cependant, lorsque la tension de circuit ouvert est connue également, on peut accéder au facteur de forme (FF).

$$FF = P_m / (V_{co} \times I_{cc})$$

Comme on l'a vu au chapitre 2, ce paramètre, compris entre 0 et 1, ou exprimé en %, qualifie la forme plus ou moins carrée de la caractéristique courant-tension du panneau. Si celle-ci était carrée, le facteur de forme serait égal à 1, la puissance P_m serait égale à $V_{co} \times I_{cc}$. Mais ce serait sans compter avec les pertes inévitables : en série à cause de la résistance non nulle des constituants des cellules, et en parallèle à cause des légères fuites de courant. Généralement ce facteur de forme est de 0,6 à 0,85.

REMARQUE

Mettre un panneau en court-circuit ne peut pas l'endommager, ce courant étant très proche du courant de fonctionnement I_m. Par contre, si le panneau a une puissance non négligeable, c'est l'objet qui est à l'origine du court-circuit qui risque d'être endommagé et cela peut s'avérer dangereux (risque d'incendie). Voir au chapitre 5.5.7 les conseils de sécurité concernant l'usage du courant continu.

□ NOCT

On imagine volontiers que la température réelle sur site d'une cellule photovoltaïque au sein de son module dépend de son environnement immédiat : revêtement avant, revêtement arrière, conditions climatiques ambiantes et ventilation. La température de fonctionnement de la cellule est supérieure à celle de l'air ambiant. Pour la caractériser, les scientifiques ont défini une température d'utilisation de cellule (TUC en français) dans des conditions d'emploi « réalistes ». On l'appelle plus couramment la « NOCT » en anglais : *Nominal Operating Cell Temperature*. Elle indique la façon dont le module est construit et influence la température de fonctionnement des cellules qu'il contient. Elle est définie comme la température qu'atteint la cellule dans son module en circuit ouvert, sous un ensoleillement de 800 W/m², avec une température ambiante de 25 °C et un vent de 1 m/s.
Les valeurs couramment rencontrées sont comprises entre 40 et 50 °C. Comme on l'a vu, cette température élevée atténue la tension de fonctionnement du module.

© Dunod – La photocopie non autorisée est un délit.
Copyright © 2009 Dunod.

Pour que la NOCT ne soit par trop élevée, il faut favoriser les couleurs arrières claires pour l'évacuation des calories (un panneau blanc l'arrière s'échauffe moins qu'un panneau noir) et avoir un maximum d'aération. Les panneaux avec une encapsulation tedlar sont donc *a priori* meilleurs de ce point de vue que les panneaux bi-verre.

Mais encore une fois, cette définition de la NOCT est discutable : la température réelle du module est très fréquemment largement au-dessus, dès que la température ambiante dépasse 25 °C par exemple, ce qui est fréquent ! On peut l'appliquer pour un module à l'air libre, lorsqu'il est ventilé devant et derrière. Dans tous les autres cas, la température réelle du module dépend du mode d'intégration.

■ Durée de vie et certification

Les modules de qualité d'aujourd'hui ont des durées de vie de plus de vingt ans quelles que soient les conditions climatiques. Ce n'est pas sans une certaine baisse des caractéristiques dans le temps, car on sait aujourd'hui que les matériaux vieillissent un peu à long terme. Concrètement la plupart des modules cristallins sont garantis aujourd'hui entre 20 et 25 ans à 80 % de leur puissance nominale minimale, avec parfois un minimum de 90 % après dix ans.

Outre la qualité des cellules, la durée de vie dépend des techniques de protection (encapsulation, connectique) qui font l'objet de beaucoup de travaux pour optimiser le rapport qualité/prix de cette étape essentielle. Pour ne pas attendre vingt ans avant d'avoir des résultats, les laboratoires ont déterminé des tests accélérés pour simuler les conditions climatiques réelles. Le principe est généralement de considérer qu'en soumettant les modules à des températures élevées, on accélère les dégradations qui se seraient produites dans le temps (c'est exact si le phénomène est activé thermiquement et qu'on ne dépasse pas des températures de déformation irréversible ou de destruction des matériaux en présence).

Les normes internationales actuelles concernant les modules photovoltaïques sont émises par la Commission électrotechnique internationale (CEI ou IEC en anglais) basée à Genève[1] : IEC 61215, IEC 61646 et IEC 61730 qui sont ensuite transformées en normes européennes, puis françaises.

Ces normes sont basées sur des travaux antérieurs, en particulier par le Centre de Recherche de la Commission européenne à Ispra en Italie, qui a mené de très nombreuses investigations pour définir les meilleures procédures de test pour les modules photovoltaïques. La spécification n° 503 qu'ils ont développée « Terrestrial Photovoltaic (PV) Modules with Crystalline Solar Cells » a été adoptée en 1993 comme la norme IEC 1215 par la CEI, devenue aujourd'hui IEC 61215 et ratifiée en 1995 comme norme européenne EN 61215.

En Europe, on a donc essentiellement à respecter les normes sur la construction des panneaux solaires selon leur technologie (on donne ici les références françaises) :

– NF EN 61215 : « Modules photovoltaïques (PV) au silicium cristallin pour application terrestre – Qualification de la conception et homologation », et

1. International Electrotechnical Commission : www.iec.ch

Copyright © 2009 Dunod.

– NF EN 61646 : « Modules photovoltaïques (PV) en couches minces pour application terrestre – Qualification de la conception et homologation ».

Il existe aussi une norme sur la sûreté, la norme NF EN 61730 « Qualification pour la sûreté de fonctionnement des modules photovoltaïques (PV) », et une autre qui concerne les mesures des panneaux, la norme NF EN 60904 : « Dispositifs photovoltaïques : mesure des caractéristiques – courant-tension des dispositifs photovoltaïques ».

Les normes 61215 et 61646 dédiées aux modules comprennent une séquence d'essais qui passe en revue tous les événements pouvant agir sur le vieillissement des modules photovoltaïques en exposition naturelle sur site. La norme décrit en détail les conditions de ces essais et les critères d'acceptation. On peut les répartir comme suit :

– exposition solaire, y compris aux UV[1] ;
– épreuves climatiques : effets de la température, y compris des changements brusques, de l'humidité ;
– épreuves mécaniques : grêle, vent, neige ;
– épreuves électriques : tests d'isolement, mesure de courant de fuite ;
– et dans le cas des modules en couches minces : des tests de dégradation sous lumière (§ 3.2.2).

Le tableau 3.1 donne la liste des tests effectués et des conditions à respecter. Les panneaux sont jugés bons si, après ces épreuves, il n'y a pas d'apparition de défauts visuels majeurs, et si la puissance du panneau solaire n'est que très peu dégradée. Les organismes agréés comme le TUV délivrent alors un certificat d'homologation. On trouvera tous les détails de ces séquences de tests sur leur site Internet[2].

Tableau 3.1 – Résumé des niveaux d'essai relatifs aux modules photovoltaïques selon les normes CEI 61615 & 61646.

Essai	Titre	Conditions d'essai
10.1	Examen visuel	Selon liste détaillée 10.1.2
10.2	Détermination de la puissance maximale	Voir la CEI 60904-1
10.3	Essai diélectrique	Tenue diélectrique à 1 000 V en courant continu + deux fois la tension maximale des systèmes pendant 1 minute. Pour les modules dont la surface est inférieure à 0,1 m^2, la résistance d'isolement ne doit pas être inférieure à 400 MΩ. Pour les modules dont la surface est supérieure à 0,1 m^2, la résistance d'isolement mesurée fois la surface du module ne doit pas être inférieure à 40 MΩ.m^2. À mesurer à 500 V ou à la tension maximale des systèmes, en prenant celle des deux valeurs qui est la plus élevée.

1. Bien qu'il existe aussi une norme indépendante sur l'exposition aux UV, la IEC 61345 qui stipule la dose d'UVA et d'UVB minimales à imposer aux panneaux.
2. http://www.tuv.com/de/en/pv_module_certification.html

© Dunod – La photocopie non autorisée est un délit.
Copyright © 2009 Dunod.

Tableau 3.1 – Résumé des niveaux d'essai relatifs aux modules photovoltaïques selon les normes CEI 61615 & 61646. (*Suite*)

Essai	Titre	Conditions d'essai
10.4	Mesure des coefficients de température	Selon détails fournis en 10.4 Voir la CEI 60904-10 à titre informatif
10.5	Mesure de la NOCT	Éclairement solaire total : 800 W/m^2 Température ambiante 20 °C Vitesse du vent : 1 m/s
10.6	Performances à STC et NOCT	Température de cellule 25 °C et NOCT Éclairement : 1 000 et 800 W/m^2 et une répartition d'éclairement spectral solaire de la référence selon la CEI 60904-3
10.7	Performances sous faible éclairement	Température de cellule 25 °C et NOCT Éclairement : 200 W/m^2 et une répartition d'éclairement spectral solaire de la référence selon la CEI 60904-3
10.8	Essai d'exposition en site naturel	Éclairement solaire total : 60 kWh/m^2
10.9	Essai de tenue à l'échauffement localisé (*hot spot*)	Exposition pendant cinq heures à un éclairement de 1 000 W/m^2 dans les conditions les pires de l'échauffement localisé
10.10	Préconditionne-ment pour les UV	Éclairement total aux UV de 15 kWh/m^2 dans la gamme de longueur d'onde comprise entre 280 et 385 nm avec un éclairement aux UV de 5 kWh/m^2 dans la gamme de longueur d'onde comprise entre 280 et 320 nm.
10.11	Essai de cycle thermique	50 et 200 cycles de – 40 °C à + 85 °C avec un courant de la puissance crête en STC pendant 200 cycles.
10.12	Essai humidité gel	Dix cycles de + 85 °C, 85 % d'humidité relative à – 40 °C
10.13	Essai de chaleur humide	1 000 heures à + 85 °C, 85 % d'humidité relative
10.14	Essai de robustesse des sorties	Selon la CEI 60068-2-21
10.15	Essai de courant de fuite en milieu humide	Voir détails en 10.15 Pour les modules dont la surface est inférieure à 0,1 m^2, la résistance d'isolement ne doit pas être inférieure à 400 MΩ. Pour les modules dont la surface est supérieure à 0,1 m^2, la résistance d'isolement mesurée fois la surface du module ne doit pas être inférieure à 40 MΩ.m^2. À mesurer à 500 V ou à la tension maximale des systèmes, en prenant celle des deux valeurs qui est la plus élevée.

Copyright © 2009 Dunod.

Tableau 3.1 – Résumé des niveaux d'essai relatifs aux modules photovoltaïques selon les normes CEI 61615 & 61646. (*Suite*)

Essai	Titre	Conditions d'essai
10.16	Essai de charge mécanique	Trois cycles de charge uniforme de 2 400 Pa, appliqués pendant une heure aux surfaces avant et arrière successivement. Charge de neige optionnelle de 5 400 Pa au cours du dernier cycle de montée.
10.17	Essai à la grêle	Bille de glace de 25 mm de diamètre à 23 m/s, dirigée vers 11 points d'impact.
10.18	Essai thermique de la diode by-pass	Une heure à Isc et 75 °C. Une heure à 1,25 fois Isc et 75 °C.
10.19 *	Essai d'endurance sous lumière	Exposition à des cycles d'au moins 43 kWh/m^2 et avec une température de module de 50 °C ± 10 °C jusqu'à ce que la puissance maximale STC soit stable de 2 %.

* Seulement pour les modules photovoltaïques en couche mince (norme CEI 61646).

De nos jours, un tel certificat est demandé presque systématiquement pour obtenir des aides quelles qu'elles soient, de la part des états ou des programmes internationaux. C'est indispensable en France pour obtenir les contrats de rachat du courant produit à l'EDF.

Mettons néanmoins en garde le lecteur contre un excès de confiance dans ces normes de qualification des modules photovoltaïques. Elles donnent une indication de bonne qualité, mais ne sont pas infaillibles. La réalité est toujours plus complexe que les tests en laboratoire, et rien ne vaut l'expérience du terrain. On a vu des modules « bardés de diplômes » présenter des problèmes de corrosion après quelques années d'utilisation et inversement des panneaux non homologués impeccables après quinze ans de service. Faire appel à une marque reconnue est souvent une meilleure garantie.

■ Hot-spots et diodes by-pass

Il arrive qu'un module au silicium cristallin ne soit pas exposé uniformément à la lumière, il peut en effet y avoir des taches d'ombre, et dans le pire des cas, une feuille morte qui masque complètement une cellule. Que se passe-t-il dans ce cas ? Les cellules étant câblées en série, le courant total est nivelé par le bas (la cellule la plus faible impose son courant aux autres) donc lorsqu'une cellule ne débite plus parce qu'elle n'est plus exposée au rayonnement, le courant de l'ensemble de la chaîne tend vers zéro.

Mais il y a pire : la cellule ainsi masquée devient réceptrice de toutes les autres de la série, elle reçoit en tension inverse la somme de toutes leurs tensions. Elle se met donc à chauffer, d'où le nom bien connu de hot-spot, ou « point chaud », pour décrire ce phénomène. Il est indispensable de s'en protéger, les dommages pouvant

© Dunod – La photocopie non autorisée est un délit.
Copyright © 2009 Dunod.

aller jusqu'à l'incendie, cela s'est vu. Sur des panneaux de tension 24 V et plus, non protégés, la tension inverse ainsi appliquée sur la cellule masquée peut dépasser largement sa tension de claquage (30 à 35 V). Ceci arrive lorsque le régulateur est de type « shunt » (§ 5.1.2) et court-circuite les panneaux en cas de batterie pleine (figure 3.14).

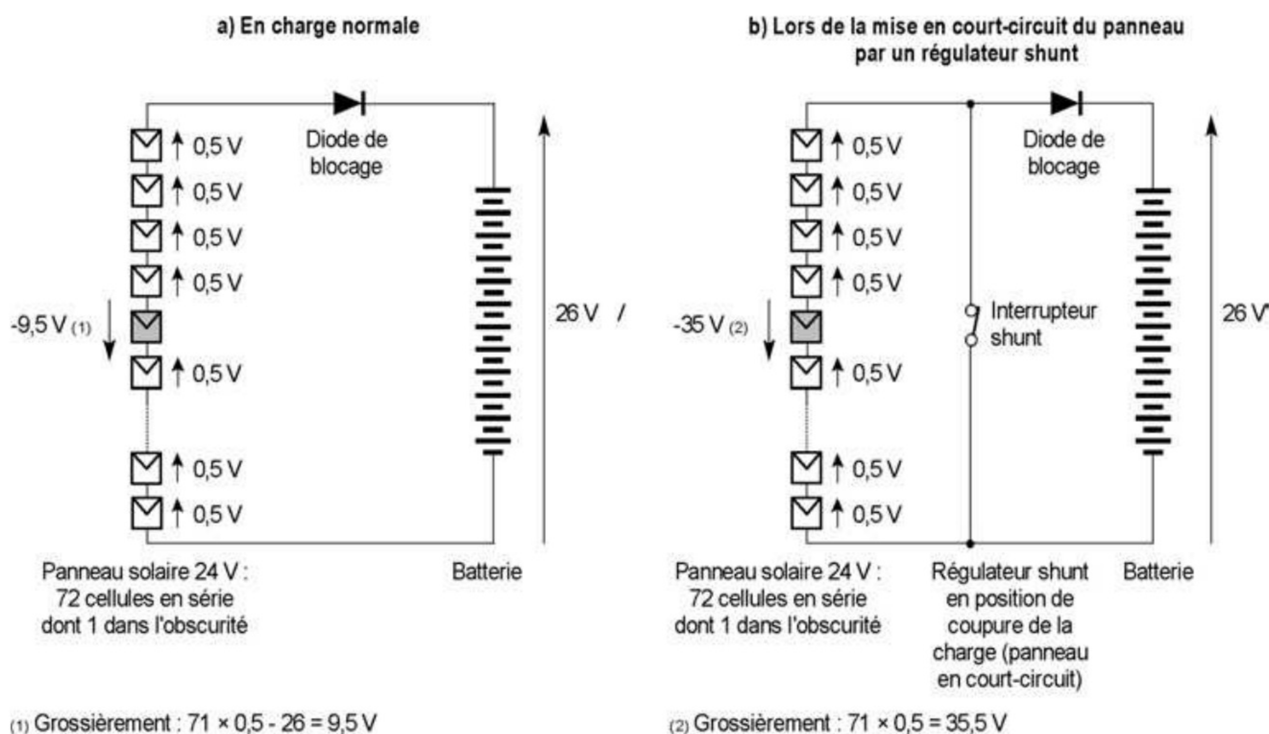


Figure 3.14 – Phénomène de hot-spot sur panneau 24 V non protégé : une cellule occultée reçoit une tension inverse : **a.** en charge normale ; **b.** lors de la mise en court-circuit du panneau par un régulateur shunt.

Et sur les panneaux de plus faible tension, l'échauffement seul provoque au minimum des dégâts irréversibles (détérioration des contacts, de la couche anti-reflet…). Cela se peut se voir directement à l'œil nu d'après la couleur des cellules sur les panneaux endommagés : celles qui sont devenues brunes ont subi un hot-spot (comme cela arrive aussi à des cellules mal ventilées, situées devant les boîtes de jonction).

La parade contre ce phénomène est heureusement assez simple et appliquée presque systématiquement par les constructeurs. Il faut câbler une diode en parallèle par groupe de cellules. En plaçant ainsi une diode by-pass par série de 18 cellules, soit deux par panneau de 36 cellules, on maintient la tension inverse appliquée à la cellule ombrée à moins de 10 V, ce qui engendre un échauffement limité en cas de hot-spot, généralement inférieur 60 °C, ce qui est bien supporté par les modules actuels.

Ces diodes sont généralement placées dans la boîte de jonction en sortie de panneau (figure 3.15). Pour pouvoir câbler les deux diodes, il est impératif que le panneau ait une sortie électrique accessible de l'extérieur en son point milieu (entre les deux séries de 18 cellules).

Copyright © 2009 Dunod.

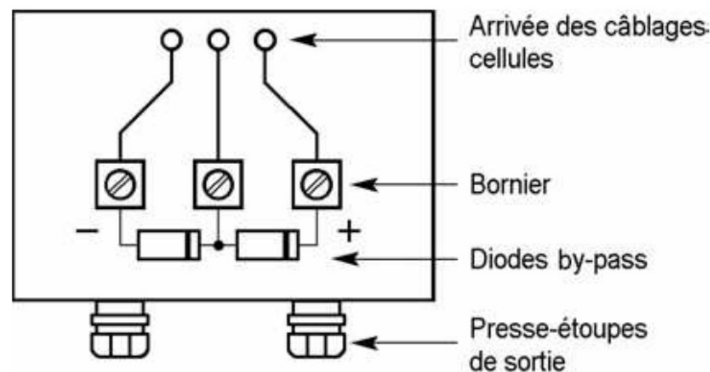


Figure 3.15 – Montage des diodes by-pass en sortie de module.

3.1.5 Les producteurs et les modules cristallins actuels

Dans l'industrie du silicium cristallin, qui domine toujours le marché avec 87 % de part de marché en 2008, ce ne sont pas toujours les mêmes sociétés qui produisent des cellules et des modules. Certains acteurs font les deux. Donc il faut prendre garde de ne pas additionner cellules et modules à partir des chiffres publiés, les modules étant fabriqués à partir de cellules.

Il faut bien distinguer aussi le marché des *MW produits* dans un pays par ses usines et les *MW installés* qui n'ont rien à voir. Par exemple l'Espagne en 2008 a installé 2,7 GW de puissance photovoltaïque, mais elle n'est qu'un petit producteur avec 170 MW en 2008 dans ses usines Isophoton et BP-solar. Il est clair qu'une part importante des modules installés venait d'Allemagne ou d'ailleurs.

Car en 2008, le leader mondial de la cellule cristalline est l'allemand Q-cells avec une production totale de 574 MW (essentiellement en silicium cristallin mais aussi en couches minces pour 11 MW), suivi de près par le chinois Suntech (497 MW, *idem* sur les deux technologies) et le japonais Sharp avec 473 MW au total, qui a été longtemps leader du marché.

Les suivants sont surtout asiatiques et traduisent notamment la fulgurante ascension de la Chine sur ce marché, capable de développer une industrie en quelques années : Kyocera (Japon), Yingli (Chine), JA solar (Chine), Motech (Taiwan), Sanyo (Japon), Trina (Chine) notamment mais aussi américains avec Sunpower et sa technologie de cellules interdigitées à 20 %. Les Européens suivants sont encore allemands ; SolarWorld (190 MW), et Schott Solar (149 MW). La France arrivant beaucoup plus loin avec Photowatt (58 MW).

Globalement, l'industrie européenne fait la course en tête, et a connu en 2008 une nouvelle année de forte croissance (+ 68 %) : elle compte 28 % de la production mondiale, tirée par l'Allemagne qui représente à elle seule plus de 65 % de l'industrie européenne.

Des chiffres plus détaillés sont fournis par exemple par la revue *Photon International*[1], le site du cabinet Solarbuzz[2], et en français par le baromètre Eurobserv'er[3]

1. http://www.photon-magazine.com
2. http://www.solarbuzz.com/Marketbuzz2009-intro.htm
3. http://www.energies-renouvelables.org/observ-er/stat_baro/observ/baro190.pdf

© Dunod – La photocopie non autorisée est un délit.
Copyright © 2009 Dunod.

ou la lettre de la société Cyhtélia[1]. Ces informations sont généralement payantes (sauf Eurobserv'er).

■ Petite sélection de modules cristallins

Afin de matérialiser ce que donnent concrètement des panneaux photovoltaïques au silicium cristallin actuels (en 2009), nous présentons ci-après une sélection de modules à partir des fiches techniques des constructeurs (tableau 3.2).

Il est clair qu'en terme de rendement c'est Sunpower qui se détache avec ses cellules interdigitées donnant un module à plus de 19 %, les polycristallines et monocristallines classiques se tenant les coudes avec 11 à 15 % de rendement.

N'oublions pas que le module a toujours un rendement légèrement inférieur aux cellules qui le constituent, du fait de la vitre avant, des surfaces inactives et de petites pertes électriques (mismatch des cellules en série notamment).

On notera également les gammes de puissance (ex. 165-185 Wc pour un même modèle), surtout imputables aux variations de courant entre les cellules (voir colonne Icc). Cela conduit les constructeurs à classer les cellules et à produire des modules identiques physiquement mais de puissance croissante, vendus à des prix différents également, le marché étant basé aujourd'hui sur le prix du Wc. Pour le montage des systèmes, disposer d'un lot de panneaux garantis homogènes à 3 % est un avantage certain qui évite des pertes sur le terrain et améliore la production du champ photovoltaïque (voir chapitre 4).

3.1.6 Assemblage de panneaux

Pour disposer d'une puissance installée de plusieurs centaines de W, de kW, voire de MW, il faut nécessairement assembler les modules photovoltaïques. On réalise alors un *champ photovoltaïque* de surface variable. Sur le papier, l'assemblage série et parallèle répond aux règles connues de l'électricité : quand les modules sont montés en série, les tensions s'ajoutent et le courant reste constant, et quand ils sont montés en parallèle, c'est l'inverse : les courants s'ajoutent et la tension reste constante. Encore faut-il que les courants des différents panneaux soient identiques dans une liaison série de même que les tensions dans une liaison parallèle. On retiendra donc la première règle suivante :

– on ne monte en série que des panneaux ayant le même courant de fonctionnement (mais ils peuvent ne pas avoir la même tension),
– et on ne monte en parallèle que des panneaux qui ont la même tension de fonctionnement (mais ils peuvent ne pas avoir le même courant).

Dans la réalité, comme les panneaux ne sont pas tous rigoureusement identiques, on peut être amenés à les appairer en tension ou en courant selon le cas. Cela consiste à mettre ensemble des panneaux dont les valeurs sont les plus proches.

Copyright © 2009 Dunod.

1. *La lettre du Solaire*, avril 09, vol. 9, n° 4

Copyright © 2009 Dunod.

© Dunod – La photocopie non autorisée est un délit.

Tableau 3.2 – Exemples de modules photovoltaïques au silicium cristallin (performances données par les fiches techniques des constructeurs).

	Type	Nb de cellules	Dimensions des cellules	Dimensions du module	U_{oc}	I_{cc}	P_{max}	Rende-ment module STC	Coefficient de température
Puissance > 150 Wc									
Sharp (Japon)	Mono	48	156 × 156 mm	1 318 × 994 mm	29,4 – 30,2 V *0,61 – 0,63 V/cell*	8,37 – 8,54 A *34,2 – 34,9 mA/cm²*	170 – 185 W_c	13,0 – 14,1 %	−0,485 %/°C sur P_{max}
Suntech (Chine)	Mono	72	125 × 125 mm	1 580 × 808 mm	44 – 44,8 V *0,61 – 0,62 V/cell*	5,05 – 5,29 A *32,3 – 33,8 mA/cm²*	165 – 185 W_c	12,9 – 14,5 %	−0,48 %/K sur P_{max}
SolarWorld (Allemagne)	Mono	72	125 × 125 mm	1 610 × 810 mm	43,8 – 44,8 V *0,61 – 0,62 V/cell*	5,00 – 5,5 A *32 – 35,2 mA/cm²*	160 – 185 W_c	12,3 – 14,2 %	−0,33 %/K sur V_{oc}
Sunpower (USA)	Mono backcontact	96	125 × 125 mm	1 559 × 1 046 mm	64,6 V *0,676 V/cell*	6,14 A *39,3 mA/cm²*	315 W_c	19,3 %	−0,38 %/K sur P_{max}
Photowatt (France)	Poly	72	125 × 125 mm	1 237 × 1 082 mm	43 – 43,4 V *0,60 V/cell*	4,8 – 5,3 A *30,5 – 33,6 mA/cm²*	155 – 175 W_c	11,6 – 1,31 %	−0,43 %/K sur P_{max}
Kyocera (Japon)	Poly	54	156 × 156 mm	1 500 × 990 mm	33,2 V *0,61 V/cell*	8,58 A *35,2 mA/cm²*	210 Wc	14,1 %	−0,46 %/K sur P_{max}
Heckert Solar (Allemagne)	Poly	54	156 × 156 mm	1 480 × 990 mm	31,8 – 34,1 V *0,58 – 0,63 V/cell*	8,2 – 8,45 A *33,7 – 34,7 mA/cm²*	190 – 215 W_c	13 – 14,7 %	−0,31 %/K sur V_{oc}

Même appairés, les panneaux peuvent, sur le terrain, ne pas débiter la même puissance, tout simplement parce qu'ils ne reçoivent pas le même rayonnement solaire. Une ombre portée sur une partie du champ photovoltaïque peut faire baisser momentanément, de manière significative, la production de l'ensemble du champ photovoltaïque, sur le même principe que le « hot-spot » décrit plus haut. Le plus simple pour éviter tout problème de ce type est de placer une diode anti-retour de puissance adéquate en sortie de chaque série de panneaux (figure 3.16).

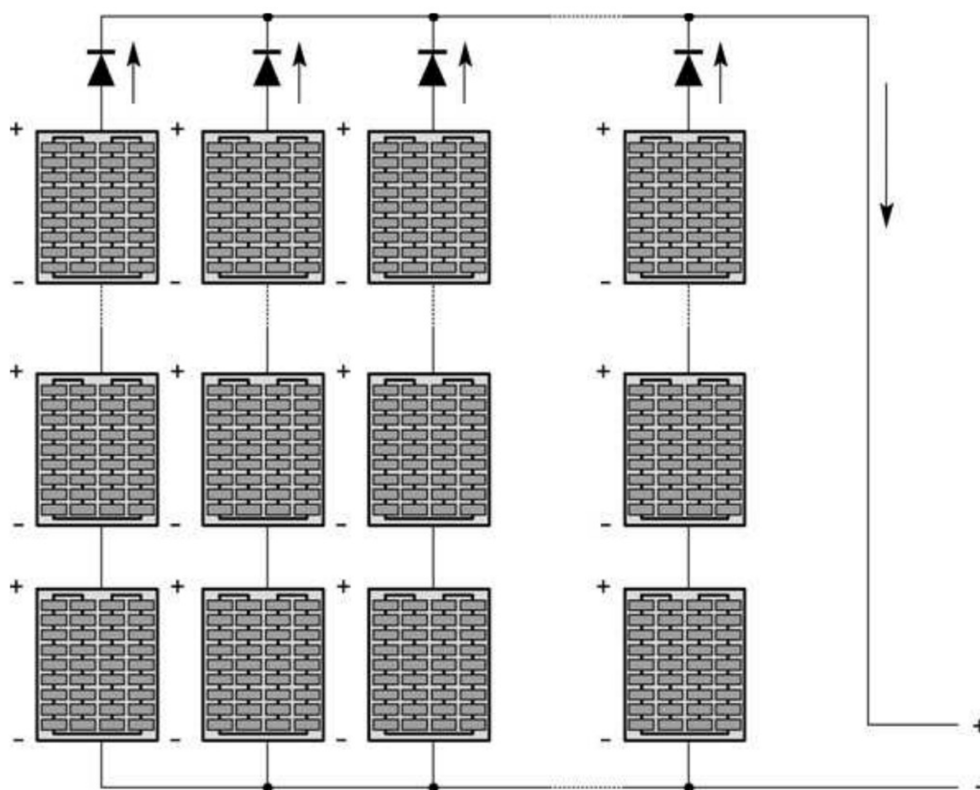


Figure 3.16 – Champ de panneaux montés en série parallèle.

Ces diodes sont souvent mises dans des boîtes de raccordement qui servent aussi à réunir les câbles venant des panneaux, et à débiter la puissance totale au travers d'un câble de diamètre supérieur vers le régulateur (figure 3.17).

Si le champ photovoltaïque se réduit à un seul panneau ou à une série de panneaux, le plus simple est de placer cette diode à l'entrée du régulateur. Elle bloquera également le courant nocturne pouvant s'écouler de la batterie vers les panneaux.

La chute de tension devra être la plus faible possible car elle pénalise directement la tension de travail du panneau (une diode Schottky n'a que 0,5 V de chute de tension contre 1 V environ avec une diode au silicium[1]). Dans la majorité des régulateurs modernes, on ne place plus cette diode en externe : le régulateur série l'incorpore ou incorpore deux transistors MOS montés en tête bêche qui seront commandés par un processeur coupant la commande des transistors la nuit. La chute de tension série du régulateur est ainsi souvent réduite à moins de 0,2 V.

1. Lors du choix d'une diode Schottky, on prendra garde à sa tension inverse, qui peut s'avérer trop faible : prendre le double de la tension nominale des panneaux.

Copyright © 2009 Dunod.

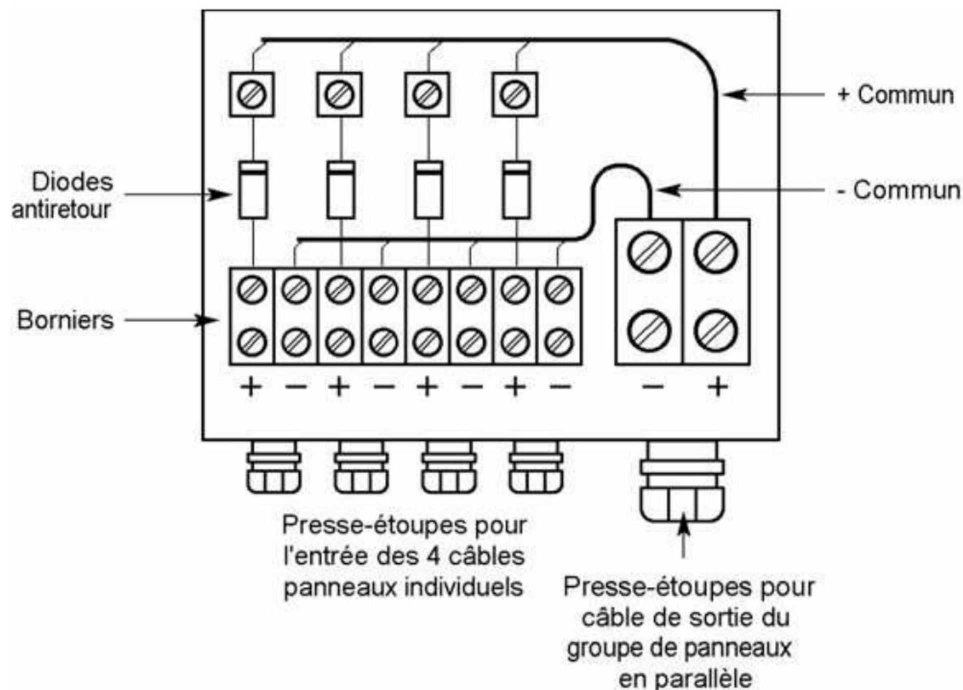


Figure 3.17 – Boîte de raccordement de panneaux en parallèle.

Lorsque des panneaux sont assemblés en parallèle, les courants s'additionnent comme on l'a vu. Donc le courant total d'un champ de panneaux peut grimper très haut, surtout à basse tension.

> **EXEMPLES**
>
> 300 Wc de panneaux en 12 V : 25 A, 1 500 Wc de panneaux en 24 V : 62 A, 20 kWc en 60 V : 333 A !
>
> C'est pourquoi plus le champ photovoltaïque est grand, plus il est important d'augmenter sa tension (on y revient plus en détail au chapitre 5 sur le dimensionnement des systèmes autonomes).

3.2 Cellules et modules au silicium en couche mince

La particularité des couches minces

Abordons maintenant les technologies couches minces, qui concernent plusieurs matériaux photovoltaïques : le silicium amorphe et microcristallin, le CIGS et le CdTe. Ces matériaux ont en commun d'utiliser nettement moins de matière que le silicium massif, d'être produits en couches de l'ordre du micron d'épaisseur sur des supports rigides ou flexibles. Pour élaborer les panneaux, ces technologies recourent aussi à des méthodes similaires : dépôts sous vide, structuration des couches par laser, notamment.

À l'heure actuelle, ces technologies couches minces représentent moins de 15 % du marché mondial : 12,7 % en 2008 avec 1 GW produits, plus du double de la production 2007, où l'on comptait 433 MW. Dans un marché en pleine explosion c'est déjà un résultat plus qu'honorable. Mais il n'en sera sans doute pas de même dans quelques années. Les USA sont déjà en avance avec plus 40 % de panneaux couches minces installés.

© Dunod – La photocopie non autorisée est un délit.
Copyright © 2009 Dunod.

Car ces technologies sont nettement moins chères (surtout le CdTe, nous y reviendrons) et ont de nombreux avantages sur le terrain : en effet il est maintenant démontré par exemple que le silicium amorphe produit plus de kWh par kWc installé que le silicium cristallin du fait de sa meilleure réponse à éclairement diffus et de son moindre coefficient de température. Mais voyons d'abord la conception de ces cellules et modules.

3.2.1 Simples jonctions au silicium amorphe

Rappelons qu'une simple jonction, dans le cas du silicium amorphe, est une cellule à trois couches minces empilées de type p, i, et n : une couche dopée au Bore, une couche intrinsèque (non dopée), et une couche dopée au phosphore (§ 2.3.3). Cette structure est destinée à produire un champ électrique afin de collecter les charges produites sous l'effet de la lumière. On peut empiler plusieurs structures pin comme celle-ci et pour former des multijonctions, ce que nous verrons plus loin.

■ Fabrication des cellules au silicium amorphe hydrogéné

Le silicium produit en couche mince est à la base de nature *amorphe* car de structure désordonnée, de type vitreuse. L'organisation des atomes n'est plus régulière comme dans un cristal, elle est déformée, et l'ordre cristallin n'est maintenu qu'à courte distance (deux à trois liaisons atomiques). Le matériau comporte alors des distorsions, des petites cavités, et lorsque les atomes ne sont liés qu'à trois autres atomes au lieu de quatre, cela crée des liaisons non satisfaites ou *liaisons pendantes*. Le silicium amorphe pur n'est donc quasiment pas semi-conducteur, il contient trop de défauts, et on ne peut pas le doper.

Mais dès lors qu'il est produit à partir du gaz silane (SiH_4), ce qui est le cas général, il contient une proportion importante d'hydrogène (5 à 10 %) qui va se lier à ces liaisons pendantes, réduisant considérablement la densité de défauts et permettant la collecte des charges et le dopage du matériau. La figure 3.18 montre le principe de l'arrangement d'atomes de silicium amorphe avec de l'hydrogène.

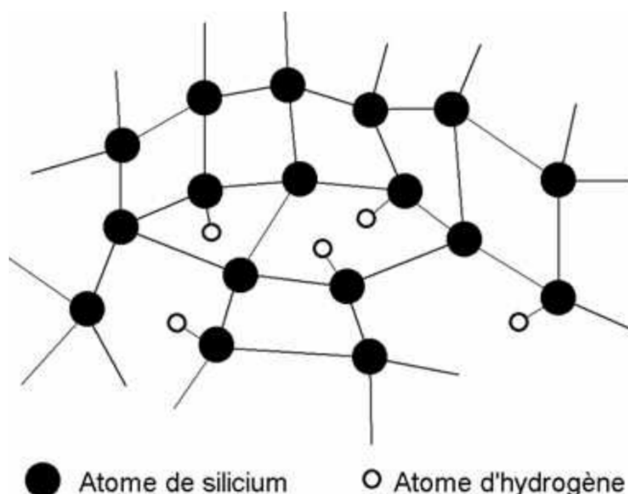


Figure 3.18 – Représentation schématique d'un réseau de silicium amorphe hydrogéné.

Copyright © 2009 Dunod.

Ce matériau est donc une sorte d'alliage amorphe de silicium et d'hydrogène que les scientifiques écrivent a-Si:H (silicium amorphe hydrogéné). Cet alliage présente un gap plus élevé que le silicium cristallin : 1,77 eV, et absorbe la lumière beaucoup plus fortement : une couche de 1 µm d'épaisseur suffit à capter le rayonnement reçu sur terre. En pratique l'épaisseur des jonctions peut descendre jusqu'à 0,2-0,3 µm.

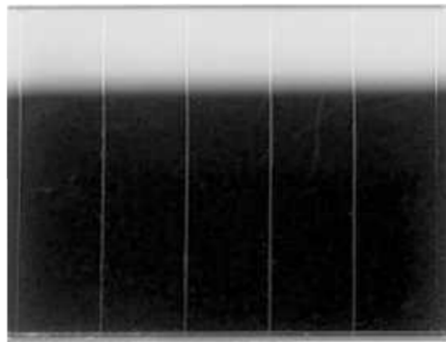


Figure 3.19 – Cellule au silicium amorphe (SOLEMS référence 05/048/032).

La technique la plus courante pour fabriquer les cellules au silicium amorphe est le dépôt par plasma. Les couches sont produites directement à partir du gaz silane (SiH_4) dans une enceinte préalablement descendue en vide secondaire. Les supports de verre sont introduits dans la machine, puis chauffés à 150-200 °C. Le silane introduit dans l'enceinte est décomposé par une décharge radiofréquence. Dans le plasma ainsi formé, le silicium et l'hydrogène libérés reforment un matériau solide, mais désordonné donc, sur les plaques supports.

Le principal avantage de cette technique est que l'on peut empiler toutes sortes de couches différentes, juste en modifiant la composition gazeuse en cours de dépôt, et même sans arrêter le plasma. Que ce soit pour former des simples ou des multijonctions. Ainsi, le dopage est effectué en ajoutant au mélange gazeux les éléments sous forme d'hydrures gazeux : du diborane – B_2H_6 – pour le bore (dopage p) et de la phosphine – PH_3 – pour le phosphore (dopage n).

Pour que la cellule soit complète, il faut deux électrodes de part et d'autre du silicium. Quand la cellule est déposée sur verre, ce qui est encore le plus fréquent, l'électrode (+) est une couche transparente et conductrice déposée sur le verre avant le silicium. C'est un oxyde métallique tel que le SnO_2 : oxyde d'étain dopé au fluor, ou le ZnO, oxyde de zinc dopé à l'aluminium. La qualité de cette électrode avant est importante, et si elle est rugueuse, elle contribue à créer de la diffusion dans le dispositif pour une meilleure absorption de la lumière (§ 2.3.1).

À l'arrière, l'électrode (–) est le plus souvent constituée d'aluminium ou d'argent, également en couche mince, puis parfois de nickel pour permettre la soudure des conducteurs de sortie. L'aluminium est un bon réflecteur de la lumière : ainsi, les

© Dunod – La photocopie non autorisée est un délit.
Copyright © 2009 Dunod.

photons qui traversent la jonction ont une deuxième chance d'absorption. Une autre technique pour disposer de diffusion peut être de réaliser le conducteur arrière en ZnO transparent et non plus en métal, et de placer un revêtement diffusif ensuite au dos de cette couche pour favoriser le piégeage de la lumière.

La figure 3.20 récapitule la structure complète d'une cellule au silicium amorphe classique (simple jonction).

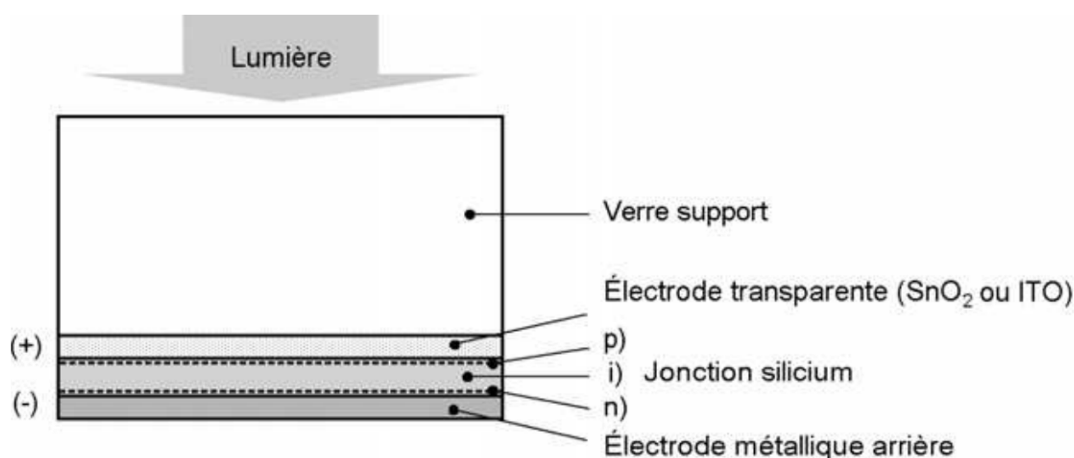


Figure 3.20 – Structure d'une cellule au silicium amorphe hydrogéné (échelles non respectées).

■ Performances des cellules au silicium amorphe simple jonction

□ Absorption optique et réponse spectrale

Ce qui différencie le silicium amorphe du silicium cristallin d'un point de vue optique, c'est surtout :

– son gap optique plus élevé, de 1,77 eV (voir définition en 2.3.2) ;
– son absorption plus forte de la lumière visible : facteur 4 à la longueur d'onde 590 nm (voir tableau 2.2).

En conséquence les cellules sont beaucoup plus fines (0,2 à 0,5 µm d'épaisseur) : elles consomment donc moins de matériau ; et la réponse spectrale d'une simple jonction, représentée figure 2.28, présente des valeurs élevées dans la partie bleue-verte et jaune du spectre visible jusqu'à 600 nm, mais coupe plus tôt que le silicium cristallin dans le rouge : vers 700 nm, longueur d'onde correspondant à la fréquence de coupure du gap optique de 1,77 eV. Donc une fraction de la lumière rouge n'est pas correctement absorbée dans le silicium amorphe mais réfléchie par l'électrode arrière. C'est pourquoi les cellules au silicium amorphe ont souvent un aspect rouge foncé. L'amélioration de cette réponse se fait de différentes manières : l'amélioration de la réflexion optique du contact arrière (pour générer un deuxième passage de la lumière dans le silicium), le piégeage par diffusion, comme on vient de le voir (figure 2.19), et surtout des structures multijonctions décrites ci-dessous.

Copyright © 2009 Dunod.

☐ Performances à fort éclairement

En conditions normalisées STC (1 000 W/m² 25 °C, spectre solaire AM 1.5), on a comparé sur la figure 3.21 les performances typiques d'une cellule au silicium cristallin et d'une cellule au silicium amorphe simple jonction.

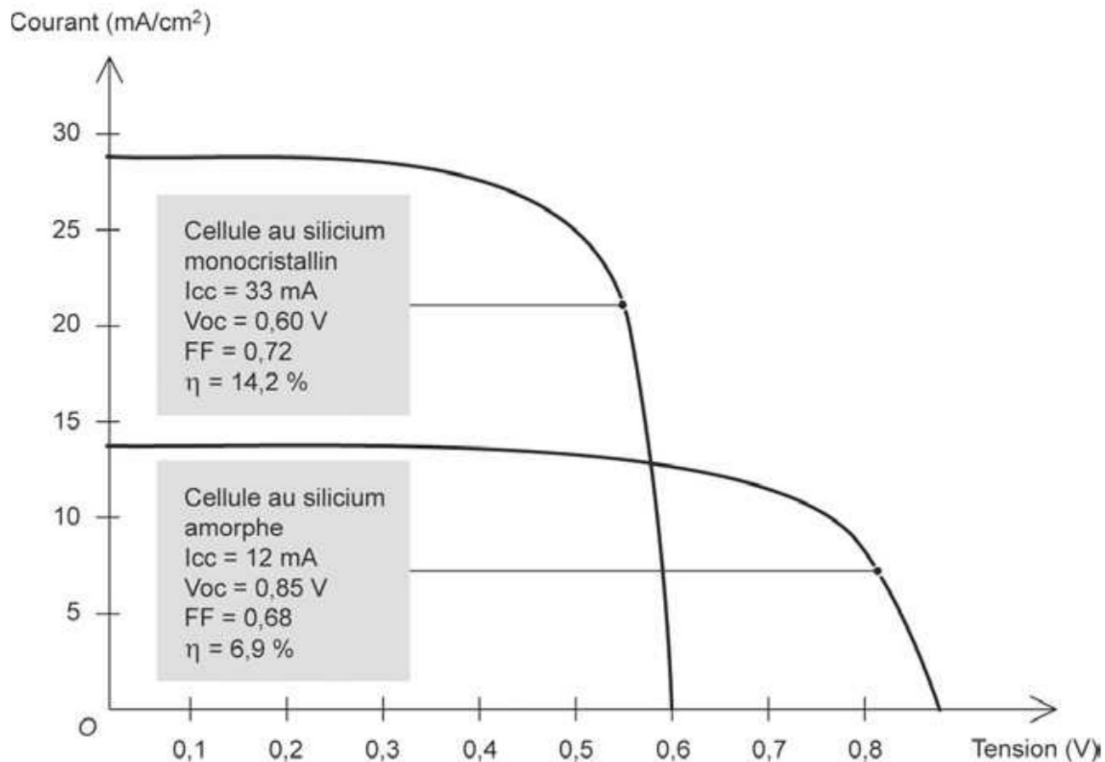


Figure 3.21 – Caractéristiques courant-tension comparées d'une cellule au silicium amorphe et d'une cellule au silicium cristallin (sous 1 000 W/m² conditions STC).

La cellule amorphe, grâce à son gap plus élevé (1,77 eV) que le silicium cristallin (1,1 eV), a une tension plus élevée, en circuit ouvert : 0,85V contre 0,6V pour le silicium cristallin ; comme en fonctionnement : 0,7V au lieu de 0,5V. Mais son courant est nettement plus faible en raison de sa moins bonne collecte des charges : 13 mA/cm² au maximum contre 30-35 mA/cm² pour du cristallin. Il en résulte qu'en fabrication industrielle, les panneaux amorphes ont un rendement STC de 6 à 7 % en simple jonction, ce qui est nettement moins performant que le silicium cristallin. C'est certes un handicap : à puissance crête identique (puissance mesurée dans les conditions STC), un panneau au silicium amorphe est typiquement deux fois plus grand qu'un panneau au silicium cristallin.

Mais le silicium amorphe a d'autres atouts, dans des conditions qui ne sont pas normalisées, notamment :

– sa tension baisse nettement moins que le cristallin lorsque l'éclairement baisse ;
– sa tension baisse en général moins que le cristallin lorsque la température s'élève ;
– il est plus sensible à la lumière bleue ;
– il est plus sensible au rayonnement diffus.

© Dunod – La photocopie non autorisée est un délit.
Copyright © 2009 Dunod.

□ Performances à faible éclairement

La baisse de la tension avec l'éclairement que l'on a détaillée pour le silicium cristallin (§ 3.1.2) est beaucoup moins prononcée avec le silicium amorphe, qui peut fonctionner même à très faibles éclairements. Sa tension de circuit ouvert chute seulement de 100 mV par décade d'éclairement.

S'il fournit 850 mV/cellule à 1 000 W/m^2, il fournira 750 mV/cellule à 100 W/m^2 et 650 mV/cellule à 10 W/m^2, ce qui est équivalent à ce que la cellule cristalline donne à 1 000 W/m^2. Il est donc susceptible de fonctionner par temps très couvert, 10 W/m^2 correspondant à un éclairement de 1 000 lux environ, très faible pour un rayonnement extérieur.

En ambiance intérieure, sous éclairage artificiel, on rencontre typiquement des éclairements de 100 à 1 000 lux et la cellule amorphe est encore capable de fournir une tension de 0,5-0,55 V à 100 lux. La figure 3.22 montre ces performances de la cellule amorphe à ces très faibles flux, en intérieur comme en extérieur, jusqu'à 0,1 à 1 % du rayonnement solaire normalisé.

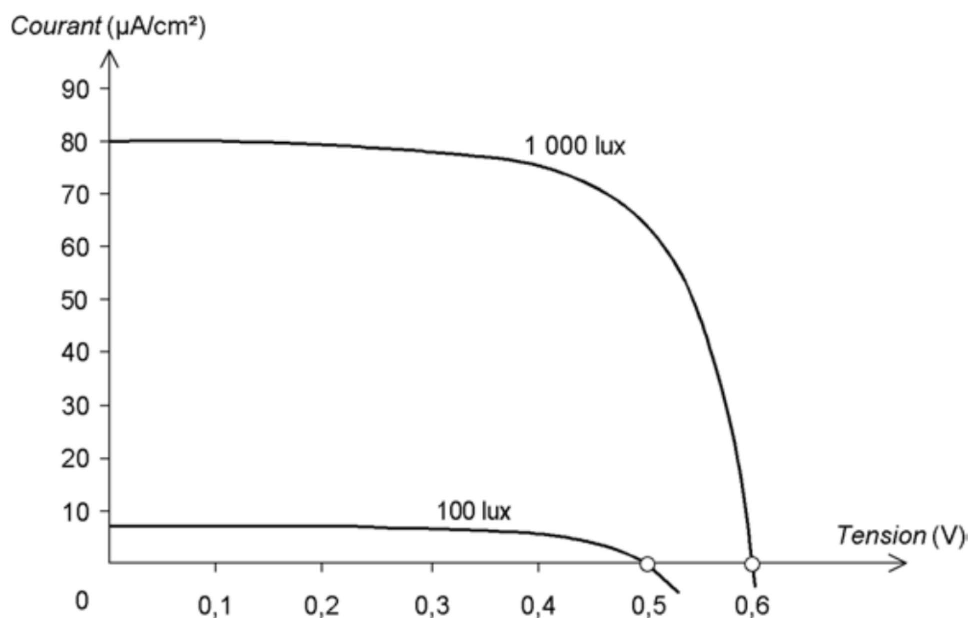


Figure 3.22 – Courbes I(V) d'une photopile au silicium amorphe sous faible éclairement fluorescent.

C'est grâce à cette propriété que le silicium amorphe est adapté à la fabrication de cellules à usage intérieur, opérationnelles sous lumière artificielle, même à de très faibles éclairements. Ces cellules de petite taille, sont faites en diverses tensions adaptées aux circuits électroniques actuels (figure 3.19). La mise en série par laser (voir ci-dessous, paragraphe 3.2.4) est aussi un élément facilitant la fabrication de ces cellules au silicium amorphe pour ce marché, car elle permet une grande liberté du design courant/tension quel que soit le format.

Elles génèrent des micro-ampères, suffisants pour alimenter des montres et des appareils portables : calculatrices, appareils de mesure, organizers[1]…

1. A. Labouret *et al.*, *Cellules solaires*, Éditions Dunod, collection « ETSF ».

Copyright © 2009 Dunod.

☐ Sensibilité à la lumière bleue et au rayonnement diffus

Ces performances en intérieur s'expliquent aussi par la bonne réponse spectrale du silicium amorphe dans les petites longueurs d'onde. En effet, l'éclairage fluorescent très répandu aujourd'hui est une lumière à forte température de couleur avec un spectre renforcé dans le bleu par rapport aux ampoules à incandescence classiques par exemple, qui émettent plus de lumière rouge et infrarouge (§ 2.1.2). Cela renforce l'efficacité des cellules au silicium amorphe sur les produits à usage intérieur.

Autre élément intéressant qui va dans le même sens : la structure atomique du silicium amorphe étant désordonnée, non orientée comme le cristallin, il est plus sensible au rayonnement solaire diffus qui provient de toutes les directions (partie 2.1). Rayonnement qui, de plus, contient une part importante de lumière bleue, du fait de la répartition spectrale des phénomènes de diffusion. En conséquence, on constate moins de déperditions sur le silicium amorphe quand il n'y a pas ou peu de rayonnement direct (Soleil en ligne directe), et quand il n'est pas parfaitement orienté vers le Sud. C'est un avantage certain pour nos climats tempérés (il passe mieux l'hiver) et pour des orientations non optimales.

Mettre un panneau silicium amorphe à l'horizontale sur un coffret est tout à fait possible : il captera les rayons en provenance de toute la voûte céleste.

Voir l'exemple de télémesure au § 5.6.1.

☐ Influence de la température

On a vu plus haut que le silicium cristallin perdait en puissance environ 0,4 %/°C, soit – 16 % pour un écart de température de 40 °C, entre 25 et 65 °C par exemple. Dans le cas du silicium amorphe, cet effet est moindre : du fait du gap optique plus élevé de 1,77 eV, l'effet de température n'est que de – 0,2 %/°C sur la puissance maximale.

Cet effet a un impact très important sur la production d'énergie : il explique que même dans des climats très ensoleillés, le silicium amorphe produit plus de kWh par Wc installé que le silicium cristallin : car celui-ci est pénalisé par la décroissance supérieure de sa puissance avec la température (– 0,4 %/°C). De nombreuses études récentes le démontrent[1], comme cette comparaison aSi/cSi (silicium amorphe/silicium cristallin), en figure 3.23, qui montre que même en climat désertique et très ensoleillé, du fait de la température élevée, le silicium amorphe produit plus annuellement, pour une puissance installée identique.

Copyright © 2009 Dunod.
© Dunod – La photocopie non autorisée est un délit.

1. Jansen K.W *et al.*, *The Advantages of Amorphous Silicon Photovoltaic Modules in Grid-Tied Systems,* Photovoltaic Energy Conversion, Conference Record of the 2006 IEEE 4th World Conference, mai 2006, volume 2, p. 2 363-2 366.
S. Adhikari *et al.*, *Comparison of Amorphous and Single Crystal Silicon Based Residential Grid Connected PV systems : case of Thailand*, Technical Digest of the International PVSEC-14, Thailand, Bangkok, 2004.

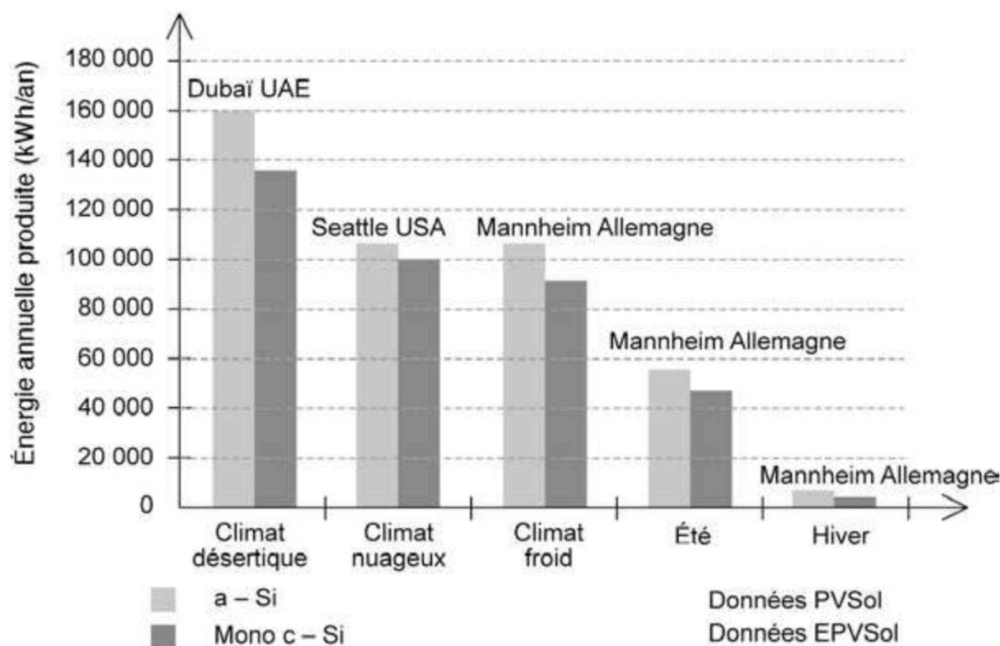


Figure 3.23 – Production comparée du silicium amorphe et du silicium cristallin dans diverses situations climatiques (EPV solar).

3.2.2 Stabilisation sous lumière

Cette stabilisation est un phénomène spécifique aux matériaux amorphes : les performances de ces cellules baissent dans les premiers temps d'exposition. Connu chez les scientifiques sous le nom d'effet *Staebler-Wronski*, il est souvent appelé à tort « vieillissement ». En effet, il ne s'agit pas d'une dégradation permanente, mais d'un simple phénomène de « rodage » : le matériau qui, comme on le sait, comporte un certain nombre de défauts à l'échelle atomique, se dégrade pendant les premiers temps d'exposition au Soleil, une simple jonction de 0,3 µm d'épaisseur chute de 20-25 %, mais ensuite, les performances sont stables. Cette dégradation provient de certains défauts métastables, des défauts potentiels en quelque sorte, qui apparaissent sous illumination : des liaisons atomiques faibles, notamment. Mais comme leur proportion est limitée, c'est un phénomène qui s'arrête assez rapidement (après quelques mois en extérieur). Les fabricants luttent contre ce phénomène en améliorant la qualité du matériau, mais il n'est pas possible de l'éliminer totalement. Cependant, comme l'ampleur de cette stabilisation dépend de l'épaisseur des jonctions, l'emploi des multijonctions est un moyen de lutter contre, et on arrive ainsi à faire baisser cette dégradation à 10-15 % (voir ci-dessous).

L'utilisateur potentiel est en droit de réclamer de connaître les performances « stabilisées » des composants photovoltaïques du commerce au silicium amorphe. Il arrive que les documentations ne soient pas très claires sur ce point.

3.2.3 Cellules multijonctions au silicium couche mince

Un autre intérêt de cette technologie silicium en couche mince, c'est qu'elle permet de réaliser des structures à plusieurs jonctions de gaps différents, chaque jonction

Copyright © 2009 Dunod.

étant spécialisée dans la conversion d'une bande du spectre de lumière. En effet, comme on l'a vu, il est facile d'empiler les couches en modifiant simplement le mélange gazeux au cours du dépôt de la cellule dans l'enceinte à plasma.

Or, le gap optique du silicium amorphe est de 1,77 eV, et il n'absorbe pas la partie rouge du spectre visible (λ > 0,7 μm). Le germanium, également tétravalent (avec quatre liaisons), a un gap beaucoup plus faible (1,1 eV pour le germanium amorphe). Malheureusement le germanium amorphe seul est un mauvais semi-conducteur, mais un bon alliage silicium-germanium absorbe une partie de cette lumière rouge. Donc il est intéressant de placer derrière la jonction silicium une jonction au silicium-germanium. Des cellules à double jonction (cellules « tandem »), ou même triple jonction ont donc un rendement plus élevé qu'une simple jonction silicium amorphe : sous un rayonnement solaire de 1 000 W/m^2, on atteint des rendements de modules en production de 7 à 9 % stabilisés, contre 6 % pour une simple jonction silicium amorphe (voir les produits Schott Solar et Unisolar notamment).

Ces dispositifs ont de plus l'avantage d'augmenter le voltage de la cellule : puisqu'il y a deux jonctions en série, on atteint le double de tension. Ils ont également pour effet de diminuer les effets de la stabilisation décrite plus haut. Une cellule tandem se stabilise de 10-15 % contre 20-25 % pour une simple jonction.

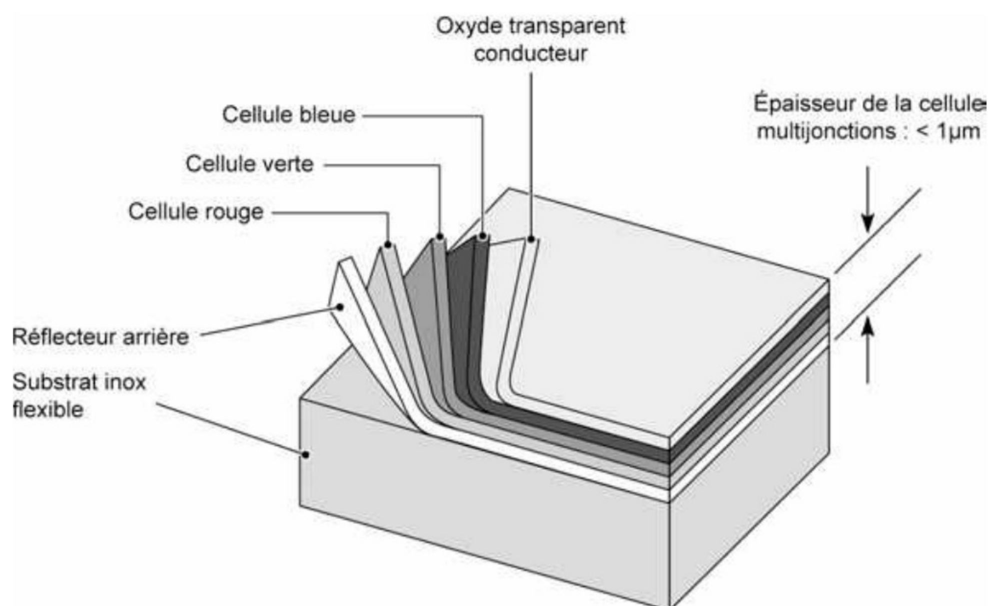


Figure 3.24 – Exemple de cellule triple jonction : 13 % de rendement stabilisé sur support souple en petit format (ECD – Ovonics).

■ Silicium microcristallin et polymorphe, cellules micromorphes

En introduisant une forte proportion d'hydrogène gazeux dans le plasma de silane destiné à produire du silicium amorphe, on peut créer dans le matériau en croissance une certaine proportion de micrograins cristallisés. Le matériau obtenu, dit silicium *microcristallin* et noté μc-Si:H, possède en partie des caractéristiques du silicium cristallin : il est plus photoconducteur que l'amorphe et présente un gap

© Dunod – La photocopie non autorisée est un délit.
Copyright © 2009 Dunod.

optique inférieur, ce qui le rend plus favorable à la conversion du spectre solaire que le silicium amorphe (en particulier dans le rouge). Malheureusement sa vitesse de dépôt est généralement faible. Il a d'abord été utilisé en couche très mince comme interface dans des structures à multijonctions, et maintenant de plus en plus dans des cellules micromorphes.

Car par la technique VHF-GD (*Very High Frequency glow Discharge* : décharge de type PECVD, mais à plus haute fréquence, 70 MHz), développée notamment à Neuchâtel[1], les dépôts sont plus rapides, ce qui peut donner en laboratoire des cellules microcristallines de quelques microns d'épaisseur. En associant une telle cellule avec une ou même deux cellules fines au silicium amorphe, ce même laboratoire a mis au point des cellules tandem ou triples dites *micromorphes*. Ce procédé fait maintenant l'objet d'exploitation industrielle par les sociétés Kaneka, Mitsubishi au Japon et Inventux en Allemagne, avec des rendements de modules entre 8 et 11 %.

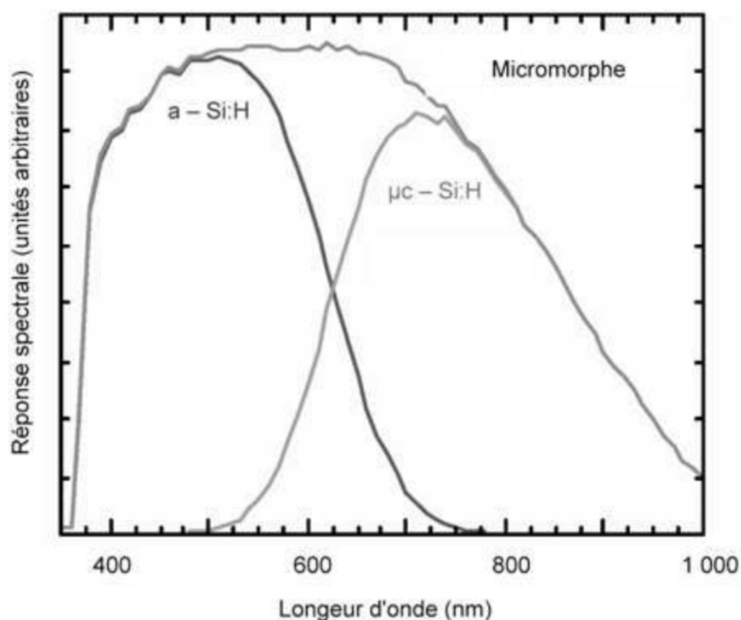


Figure 3.25 – Réponse spectrale d'une cellule micromorphe (IMT- Neuchâtel).

Le silicium *polymorphe*, quant à lui, a été mis au point en France à l'École polytechnique[2] : il s'agit d'un matériau que l'on pourrait qualifier de « nanocristallin » puisqu'il comporte des microcristaux de taille inférieure à ceux du microcristallin. Son intérêt réside dans le fait qu'il pourrait allier vitesse de dépôt et propriétés de photoconductivité proches du microcristallin, y compris à des températures modérées compatibles avec le dépôt sur plastique.

1. Laboratoire photovoltaïque et couches minces électroniques, Institut de microtechnique, université de Neuchâtel (Suisse).
2. Laboratoire de physique des interfaces et des couches minces, École polytechnique, Palaiseau (France).

Copyright © 2009 Dunod.

3.2.4 Modules au silicium en couche mince

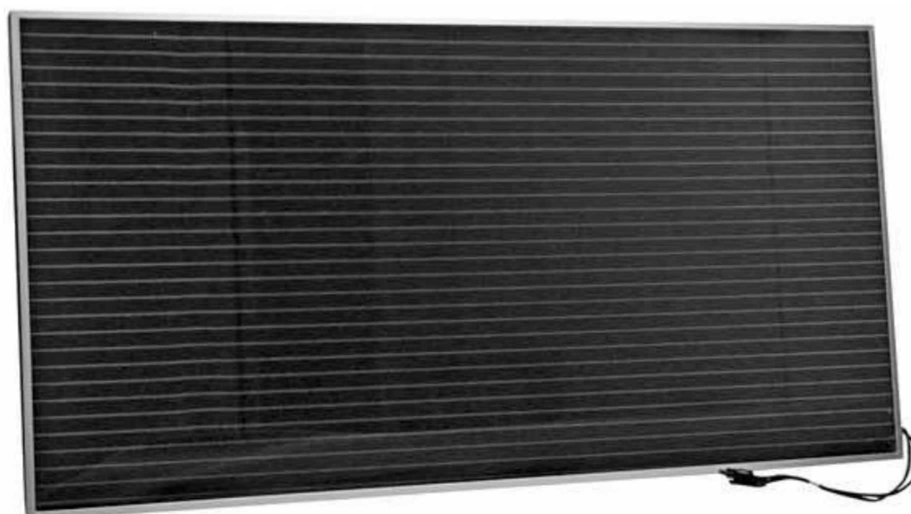


Figure 3.26 – Module au silicium amorphe (40 W-24 V).

■ Fabrication des modules

La fabrication d'un module photovoltaïque en silicium amorphe et des autres technologies en couche mince diffère quelque peu de celle d'un module en silicium cristallin, surtout en raison de la mise en série des cellules, qui est totalement différente (au moins sur support verre).

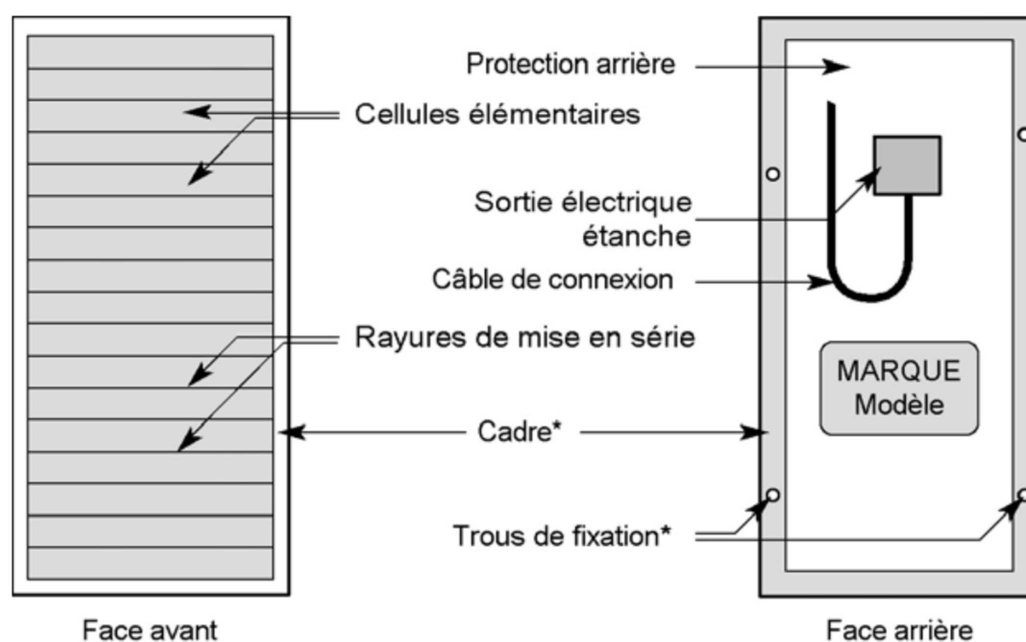


Figure 3.27 – Structure d'un module photovoltaïque au silicium amorphe.

© Dunod – La photocopie non autorisée est un délit.
Copyright © 2009 Dunod.

Regardons la structure d'un module au silicium amorphe sur substrat verre (figure 3.27) : les cellules ne sont pas physiquement séparées comme les cellules cristallines. Le module apparaît comme une surface uniforme avec juste des fines rayures de séparation. C'est là, au niveau de ces rayures, que se fait la mise en série : chaque « bande » rectangulaire est une cellule, et ces bandes sont mises en série grâce à trois rayures.

Entrons un peu dans les détails de ces connexions série « intégrées ».

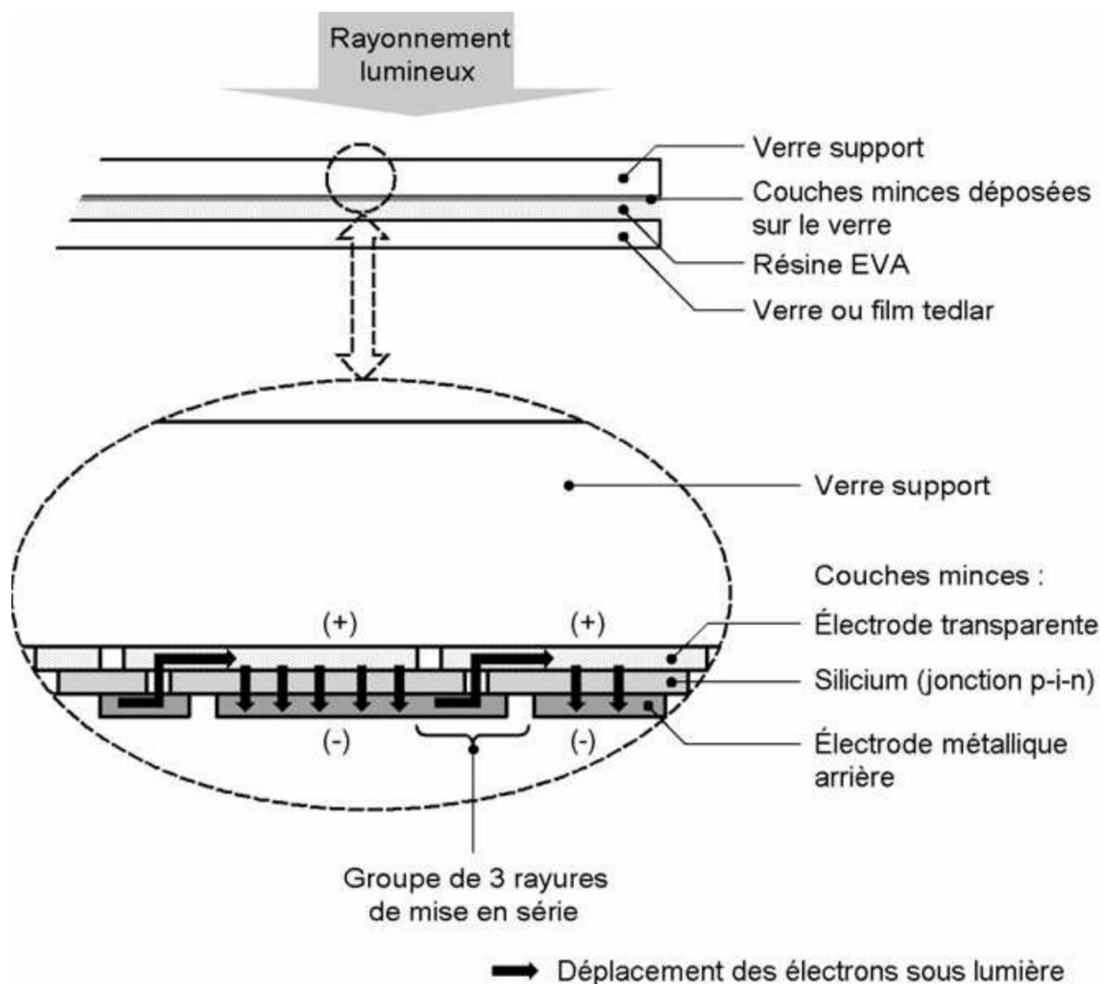


Figure 3.28 – Mise en série des cellules d'un module au silicium amorphe.

Les charges sont créées sous illumination dans la couche de silicium. Ce phénomène a été décrit en détail au chapitre 2. Ces charges sont ensuite collectées – voir les flèches sur le schéma 3.28 – grâce aux deux électrodes de part et d'autre : l'électrode transparente, pôle (+) de la cellule et la couche métallique, pôle (–). Les rayures pratiquées dans ces trois couches, décalées les unes par rapport aux autres, permettent la mise en série des cellules adjacentes. En effet, le pôle (–) de la première cellule est ainsi relié au pôle (+) de la suivante, et ainsi de suite. Le schéma n'est pas à l'échelle : en pratique elles sont très rapprochées, l'encombrement des trois rayures est inférieur au mm en général. Ainsi, elles apparaissent à l'œil nu comme une seule et même ligne de séparation entre les cellules.

Copyright © 2009 Dunod.

Cette technique est très commode, car elle dispense de découper les cellules physiquement pour les assembler ensuite. Il suffit d'amener l'outil adéquat, en l'occurrence un laser (ou plutôt une fibre optique amenant la puissance laser), aux emplacements choisis, pour en quelque sorte « dessiner » le format voulu pour le module avec le nombre adéquat de cellules en série. Il est donc plus simple de réaliser toutes sortes de tensions de fonctionnement avec des cellules en couche mince qu'avec le silicium cristallin. En effet cette technique peut être employée aussi, avec quelques aménagements, sur des couches minces polycristallines en CIS ou CdTe (parties 3.3 et 3.4).

Cette mise en série est particulièrement bien adaptée aux cellules amorphes dites « à usage intérieur » type cellules de calculette, dont les tensions de sortie doivent s'adapter aux circuits qu'elles doivent alimenter. On peut en effet les réaliser quasiment sous n'importe quelle tension en adaptant leur nombre de bandes[1].

Combien faut-il de bandes en série pour réaliser des modules photovoltaïques au silicium amorphe sous les tensions de 12, 24 ou 60 V ? Le silicium amorphe a, comme on l'a vu plus haut, un gap optique plus élevé que le silicium cristallin, donc sa tension de circuit ouvert est supérieure. Quand il faut 36 cellules au silicium cristallin pour réaliser un panneau 12 V, il en suffit de 28 pour un panneau au silicium amorphe. En effet, avec une tension de circuit ouvert V_{co} de 0,8 V sous 1 000 W/m^2, la cellule au silicium amorphe fonctionnera environ à 0,6-0,7 V en charge, ce qui donne, pour 28 cellules une tension de travail au Soleil de 16,8 V, et c'est la tension nécessaire pour un panneau 12 V (d'autant plus que le silicium amorphe est moins sensible aux chutes de tension quand la température s'élève, § 3.2.1).

L'encapsulation d'un module au silicium amorphe diffère peu de celle d'un module cristallin. L'empilement est un peu différent, puisque la cellule amorphe est déjà sur verre (figure 3.28). Mais il est important de bien protéger les bords contre la corrosion : le plus efficace est de dégager toutes les couches à la périphérie du module : quelques millimètres suffisent pour le silicium amorphe pour éloigner les parties actives du monde extérieur (c'est la bordure blanche que l'on voit à la figure 3.27 entre le cadre et les cellules). On utilise pour l'encapsulation le même EVA que pour le silicium cristallin, et un revêtement arrière qui peut être opaque : un film plastique Tedlar ou une plaque de verre pour plus de résistance mécanique sur les grands modules (car le verre avant n'est pas trempé[2]).

En ce qui concerne l'encadrement, il sera adapté à l'application. Parfois les modules amorphes de petite taille n'ont pas de cadre du tout (figure 3.29), de même que des « laminats » de grandes dimensions destinés au bâtiment : cela facilite leur intégration à un produit ou à une façade. Sinon, pour d'autres usages, on emploie des cadres métalliques ou plastiques comme pour le silicium cristallin.

© Dunod – La photocopie non autorisée est un délit.

Copyright © 2009 Dunod.

1. Sur ces petites cellules et leurs montages expérimentaux, voir l'ouvrage *Cellules Solaires* (référence en bibliographie) et la figure 3.19.
2. Même s'il l'était au départ, les températures élevées qu'il subit lors des dépôts de couches minces supprimeraient l'effet de la trempe.



Figure 3.29 – Petit module au silicium amorphe SOLEMS (avec un limiteur de surcharge intégré au câble de sortie).

De même, pour tout module photovoltaïque, la sortie électrique (point de jonction entre le module et son câble d'alimentation) doit être soignée car cela peut constituer un risque d'infiltration d'humidité. En général, cette partie est directement noyée dans une résine adéquate par le fabricant et non accessible à l'utilisateur pour plus de sûreté.

Et les diodes by-pass ? Elles sont inutiles dans le cas d'un seul module au silicium amorphe, car l'occultation d'une seule cellule est très improbable vu la géométrie des cellules en bandes allongées (figure 3.27). Par contre dans les systèmes sur le réseau fonctionnant avec beaucoup de modules en série, elles sont absolument nécessaires, un panneau ou une portion de panneau peut être à l'ombre alors que le reste de la chaîne reste au soleil.

■ Certification et durée de vie

Les panneaux au silicium amorphe ont longtemps souffert d'une mauvaise image à cause de leur stabilisation initiale, mais on sait aujourd'hui la mesurer et la maîtriser, et surtout on a démontré qu'elle n'est pas inexorable, c'est-à-dire qu'elle ne conduit qu'à une perte partielle des performances qui sont stables ensuite (§ 3.2.2). Ces panneaux présentent le même type de durée de vie que des panneaux cristallins aujourd'hui, sur leurs performances stabilisées, et ils sont soumis aux mêmes tests que les panneaux au silicium cristallin, plus des tests de dégradation sous lumière. Nous avons détaillé plus haut ces normes d'essais (§ 3.1.4). Les panneaux au silicium amorphe, comme l'ensemble des panneaux couche mince doivent satisfaire la norme NF EN 61646 : « Modules photovoltaïques (PV) en couches minces pour application terrestre – Qualification de la conception et homologation ».

Certes, il n'y a pas le même recul que sur le silicium cristallin, mais à l'heure actuelle la plupart des panneaux au silicium amorphe des marques sérieuses sont garantis au moins dix ou vingt ans. Car les ennemis restent toujours l'humidité qui provoque de la corrosion et les écarts de température qui provoquent des décollements,

Copyright © 2009 Dunod.

quelle que soit la technologie. Donc il s'agit surtout de soigner, pour tout panneau solaire, l'encapsulation et le câblage pour obtenir de bonnes durées de vie.

■ Producteurs et modules amorphes actuels

Au départ, cette technologie a été développée par des producteurs qui concevaient eux-mêmes leurs machines de production, les précurseurs étant Solarex (aux USA) aujourd'hui intégré dans le groupe BP Solar, ECD-Unisolar (devenu Ovonics) et EPV aux USA, Kaneka et FUJI (au Japon), et en Europe, Phototronics (en Allemagne) devenu Schott Solar, Sontor (groupe Q-cells) et quelques petits producteurs comme Chronar devenu aujourd'hui Free Energy Europe, Solems (en France) et quelques autres.

Aujourd'hui, avec le développement du photovoltaïque, cette industrie est passée à la vitesse supérieure et les producteurs de modules au silicium amorphe se multiplient depuis 2007-2008 aux USA, en Europe et en Asie surtout.

Ceci est dû à trois facteurs essentiels :

– la disponibilité d'usines de production clé en main ;
– le bas coût de cette technologie comparativement au silicium cristallin : 1-2 €/Wc actuellement contre 2-4 €/Wc pour le silicium cristallin (prix 2009) ;
– la production annuelle d'électricité supérieure en kWh produits par Wc installé.

Les deux premiers points sont très liés, puisque les producteurs de ces usines, Applied Materials (US), Oerlikon (Suisse), ou Jusung (Corée), peuvent garantir un coût de production à leurs clients (chiffres confidentiels !).

Ces sociétés, dont la spécialité était au départ la fabrication de machines de dépôt pour la production des transistors en couche mince des écrans plats, ont adapté ces équipements aux cellules solaires et ajouté des équipements complémentaires : lasers, laminateurs… Elles proposent des usines complètes de production de modules au silicium en couche mince depuis la plaque de verre jusqu'au module encapsulé prêt à l'emploi, que ce soit en simple ou en double jonction amorphe/amorphe ou micromorphe (amorphe/microcristallin) avec des capacités de production variables, par tranche 30 MW.

Entraînées par le rythme d'agrandissement des écrans plats de ces dernières années, les surfaces de verre mises en œuvre n'ont cessé d'augmenter : aujourd'hui couramment en 1,4 m^2, déjà en 5,7 m^2 dans la nouvelle usine SunFab de Applied Materials (voir la figure 3.30) et déjà en 10 m^2 sur des équipements pilotes.

Cette évolution vers des plaques de verre de plus en plus grandes n'est pas nécessairement un avantage pour les modules photovoltaïques : si les plaques ne sont pas subdivisées, les très grands modules ne sont guère utilisables qu'en centrales au sol ou sur des bâtiments de très grandes dimensions et il faut des équipements spéciaux pour les manipuler. De plus, toute panne demande le changement d'un module de taille conséquente. Pour le marché des maisons individuelles, des modules de 1,4 m^2 sont amplement suffisants et plus commodes à mettre en œuvre par des artisans.

De nombreuses nouvelles usines équipées par ces fabricants de machines voient donc le jour en Allemagne notamment (CGS Ersol Thin films, Inventux…), en Asie (Sunwell, Bangkok Solar…), aux US (XsunX) et bientôt en Italie en collaboration avec la société Sharp, déjà un des leaders mondiaux du silicium cristallin,

© Dunod – La photocopie non autorisée est un délit.
Copyright © 2009 Dunod.

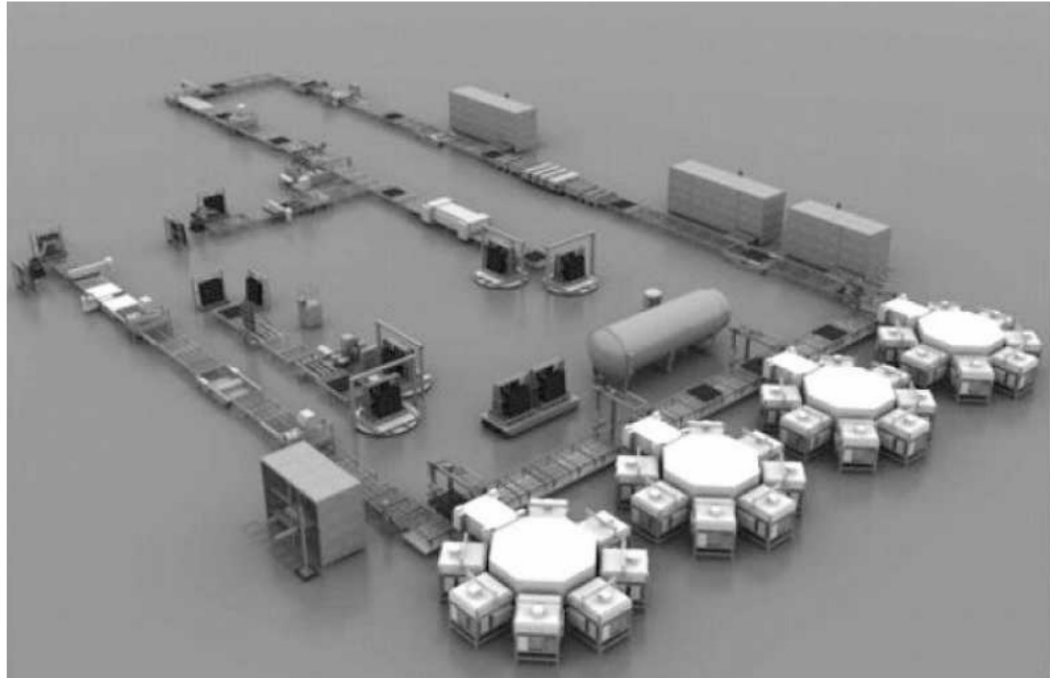


Figure 3.30 a – Vue d'ensemble d'une usine SunFab de modules au silicium amorphe (Crédit Photo Applied Materials).



Figure 3.30 b – Détails d'une usine SunFab de modules au silicium amorphe (Crédit Photo Applied Materials).

Copyright © 2009 Dunod.

qui s'est lancé massivement dans le silicium amorphe avec une capacité annoncée entre 500 et 1 000 MW en 2010, avec ses propres équipements de production.

Revenons maintenant aux modules : le tableau 3.3 présente une sélection de modules en couche minces, à base de silicium amorphe et aussi de CIS et de CdTe dont nous parlons juste après.

Copyright © 2009 Dunod.

© Dunod – La photocopie non autorisée est un délit.

Tableau 3.3 – Exemples de modules photovoltaïques en couche mince : silicium amorphe, CIS et CdTe (performances données par les fiches techniques des constructeurs)

	Type	**Dimensions du module**	**U_{oc}**	**I_{cc}**	**P_{max}**	**Rendement module STC**	**Coefficient de température**
Puissance > 60 Wc							
Kaneka (Japon)	Silicium amorphe simple jonction	960 × 990 mm	91,8 V	1,19 A	67 Wc	7 %	n. c.
Schott Solar (Allemagne)	Silicium amorphe double jonction	1 108 × 1 308 mm	23,4-23,6 V	6,60-6,69 A	90-95 W	6,2-6,5 % stabilisés	– 0,2 %/K
Inventux (Allemagne)	Silicium amorphe simple jonction	1 100 × 1 300 mm	136 -139 V	1,09-1,16 A	79-94 W	5,5-6,5 %	– 0,21 %/°K
Inventux (Allemagne)	Cellules micromorphes (amorphe/ microcristalline)	1 100 × 1 300 mm	128-133 V	1,32-1,42 A	105-130 W	7,3-9 %	– 0,25 %/K
XsunX (USA)	Silicium amorphe double jonction	1 000 × 1 600 mm	58 V	3 A	127 Wc	7,9 %	n. c.
Sharp (Japon)	Cellules micromorphes (amorphe/ microcristalline)	1 129 × 934 mm	65,2 V	2,11 A	90 W	8,5 %	– 0,24 %/°C
Unisolar (USA)	Silicium amorphe triple jonction flexible	5 486 × 394 mm	46,2 V *2,1 V/cell*	5,1 A *6 mA/cm²*	136 Wc	6,3 %	– 0,21 %/K
First Solar (USA – Europe)	CdTe	1 200 × 600 mm	88-91 V	1,13-1,15 A	55-65 Wc	7,6-9 %	– 0,25 %/°C
Sulfur Cell (Allemagne)	CIS	1 258 × 658 mm	50-52,5 V	1,65-1,7 A	50-60 Wc	6-7,2 %	– 0,3 %/°C

n. c. = information non communiquée

Parmi les modules au silicium amorphe, on constate les variations selon les technologies tandem, micromorphe… mais également les performances un peu décevantes des produits souples. Nous y revenons ci-dessous au paragraphe 3.5.1.

3.3 Modules au CdTe

Entre matériaux cristallisés et couches minces amorphes, il existe une autre famille de matériaux, il s'agit des couches minces polycristallines. Le silicium polycristallin en couche mince serait intéressant notamment s'il pouvait allier le rendement du silicium cristallin à fort éclairement, la simplicité de fabrication des films minces et leurs bonnes performances à faible éclairement et sous forte température. Mais ce matériau ne fait pour le moment que l'objet d'études de laboratoire[1].

Les autres films polycristallins déjà commercialisés sont à base d'autres semiconducteurs comme le tellurure de cadmium (CdTe) et les alliages à base de cuivre, d'indium et de sélénium (CIS ou CIGS).

Le CdTe est intéressant du fait de son gap optique 1,45 eV et de sa forte absorption qui permet en moins de 2 µm d'épaisseur d'absorber la quasi-totalité du spectre visible. Les panneaux arborent d'ailleurs une belle couleur noire. Le CdTe est généralement de type p, couplé à du CdS (sulfure de cadmium) de type n, qui sert de couche avant, pour former une *hétérojonction* (jonction à deux matériaux photovoltaïques différents). De telles cellules ont l'avantage de présenter un assez bon rendement au soleil, mais également sous ensoleillement réduit ou diffus. Les résultats de laboratoire sont très intéressants avec notamment un rendement record de 18 % obtenu en Angleterre en 2002[2].

La production industrielle qui a longtemps buté sur des problèmes de maîtrise des procédés, comme le dopage p du CdTe, et sur des problèmes de stabilité des modules, sensibles à l'humidité, est aujourd'hui florissante. Le plus gros producteur de cette filière, la société First Solar, possède des usines aux États-Unis et en Allemagne dont la capacité annuelle de production est de 210 MW et construit actuellement deux usines supplémentaires en Malaisie pour une capacité annuelle totale de production de 240 MW. Cette expansion amènera la capacité de production de la compagnie à 570 MW (d'autres sources annoncent jusqu'à 1 GW) pour l'accomplissement de tous les projets annoncés vers la fin de 2009. La production est très automatisée et basée sur un format unique de panneaux. Ils présentent un rendement de l'ordre de 8 %-10 % et un coefficient de température assez favorable de – 0,25 %/°C (tableau 3.3). La durée de vie semble aujourd'hui maîtrisée, et atteint le standard du marché de 25 ans, au prix d'une encapsulation bi-verre sans doute pour renforcer la barrière à l'humidité : un verre face avant support des couches, et un verre face arrière, et non un film plastique, voir figure 3.31.

Copyright © 2009 Dunod.

1. Voir par exemple les travaux du laboratoire PHASE du CNRS à Strasbourg.
2. Sheffield University, résultats non confirmés.

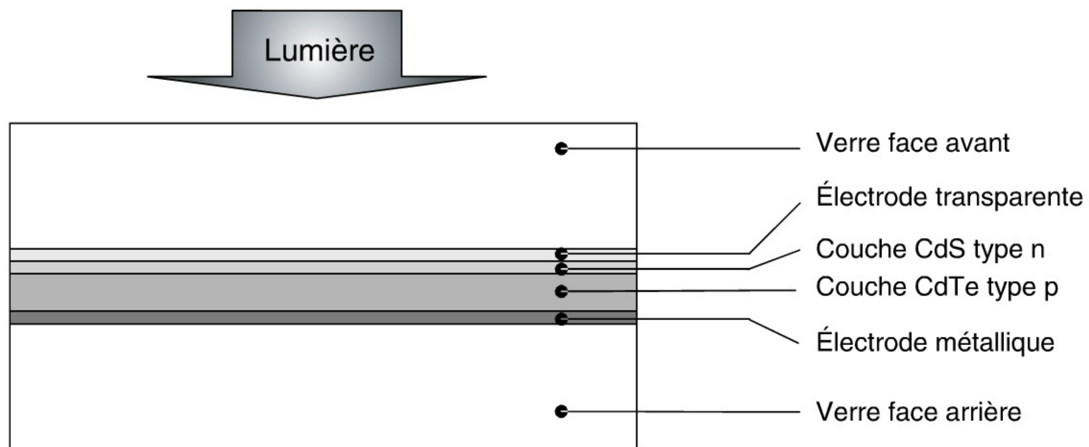


Figure 3.31 – Empilement des couches d'un module au CdTe (documentation Calyxo).

Mais ce qui est le plus spectaculaire avec cette technologie, c'est le bas prix des modules, le coût de fabrication étant passé en 2008 en dessous de la barre symbolique de 1 $/W. Déjà depuis plusieurs années, les modules First Solar sont les moins chers du marché, 1 à 1,50 €/W (contre 2 à 3 €/W pour les autres technologies), ce qui en fait le produit préféré de gros opérateurs comme EDF Énergies Nouvelles (France), au grand dam des fabricants français…, Conergy (Allemagne) ou Assyce Fotovoltaica (Espagne).

En conséquence, dans certaines régions du monde, avec des prix aussi bas, une production annuelle élevée du fait de l'ensoleillement, et parfois des prix de l'électricité du réseau un peu plus élevé qu'en France, on a atteint la « parité » par rapport au réseau, c'est-à-dire que **le prix de production électrique du kWh photovoltaïque est descendu au niveau du prix de production par les centrales électriques classiques** : en Californie et dans le Sud de l'Espagne par exemple (partie 4.7). Ceci est tout à fait spectaculaire et ouvre la voie à la généralisation du photovoltaïque pour l'électrification de masse.

Mais il y a aujourd'hui plusieurs facteurs qui risquent de freiner le développement de la filière technologique CdTe. D'une part la toxicité du cadmium : il est déjà mis à l'index par la directive européenne dite RoHS *Restriction of Hazardous Substances*, en français *Restriction sur l'usage de certaines substances dangereuses* publiée en 2003. Elle interdit le cadmium, le plomb, et d'autres substances toxiques dans les produits électriques et électroniques, avec des exceptions (à compter de juillet 2006)[1]. Certains pays ont carrément interdit totalement l'usage du cadmium comme les Pays-Bas et le Japon. C'est surtout un problème d'image, car le risque n'est pas lié à l'utilisation de tels modules photovoltaïques mais plutôt à la manipulation en usine, et il peut être maîtrisé. Un autre contre argument habituel est de dire que ce cadmium est employé largement encore dans d'autres secteurs industriels comme les pigments par exemple.

Pour contrecarrer cette difficulté, et rassurer ses clients, la société First Solar dit disposer d'une filière complète de collecte et de recyclage de ses produits (décriée

1. Directive 2002/95/CE du parlement européen, texte en français téléchargeable sur le site http://europa.eu.int

© Dunod – La photocopie non autorisée est un délit.
Copyright © 2009 Dunod.

par certains, car source potentielle d'une toxicité importante). La question ne se pose néanmoins pas dans l'immédiat compte tenu de la durée de vie des modules de l'ordre de vingt ans.
Les autres producteurs de cette technologie sont notamment Antec Solar (Allemagne) et Calyxo (Allemagne).



Figure 3.32 – Centrale 500 kW en modules CdTe à Springerville (USA).

3.4 Modules au CIS et CIGS

Le CIS, plus exactement $CuInSe_2$, est un autre matériau photovoltaïque composé d'un alliage de cuivre, d'indium et de sélénium. Il est couplé, comme le CdTe, avec une couche fenêtre en CdS de type n.
Théoriquement, cette hétérojonction peut atteindre 25 % de rendement. Elle a d'excellentes propriétés d'absorption, mais son gap est un peu faible (1,04 eV). C'est pourquoi on ajoute du gallium pour l'augmenter : en effet le gap optique du $CuGaSe_2$ est de 1,65 eV. L'alliage appelé CIGS, pour $Cu(In,Ga)Se_2$, est obtenu en ajustant la concentration de gallium pour obtenir un gap optique autour de 1,45 eV.
La structure de base d'une cellule complète est décrite par la figure 3.33. Elle est déposée en commençant par la métallisation arrière et en terminant par les couches qui seront exposées à la lumière, à l'inverse d'une cellule au silicium amorphe. Elle est ainsi constituée d'un substrat de verre (typiquement de 3 mm) recouvert de molybdène (Mo), qui servira de contact arrière, sur lequel on dépose la couche active de CIGS dopée p, puis une couche de CdS pour former l'hétérojonction et enfin d'une couche transparente de ZnO comme électrode transparente. C'est le CIGS qui doit absorber le plus de lumière, le CdS est dit « fenêtre » car avec son gap élevé de 2,4 eV, il laisse passer toute la lumière visible.

Copyright © 2009 Dunod.

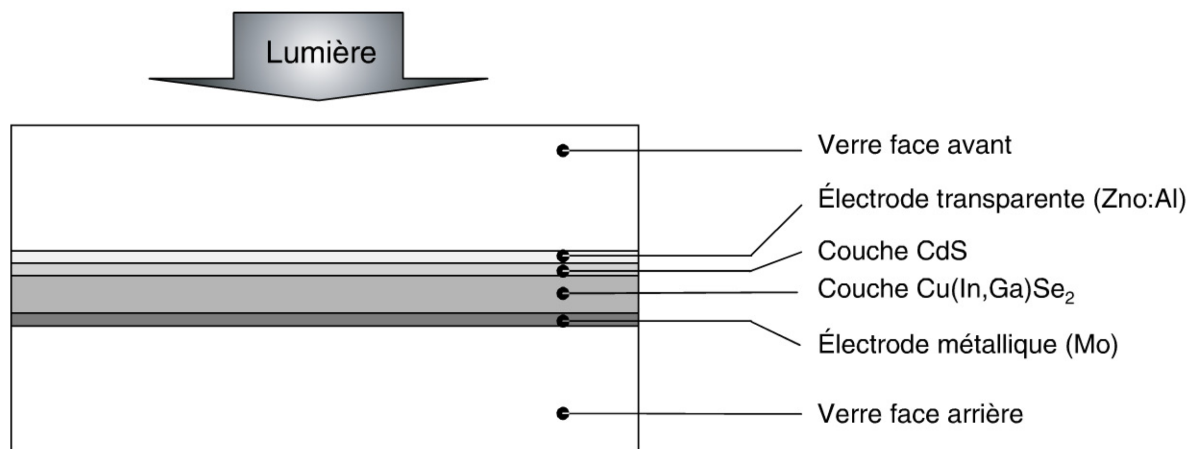


Figure 3.33 – Structure d'un module au CIGS.

Il existe des technologies très diverses pour produire le CIGS. Soit il est déposé directement en une seule étape par co-évaporation (évaporation sous vide simultanée des différents matériaux), soit des couches métalliques de cuivre et d'indium sont déposées par évaporation (ou pulvérisation cathodique) et recuites ensuite sous atmosphère de sélénium ou de soufre.
La société Nanosolar, quant à elle, a développé un CIGS « imprimé » selon un procédé beaucoup plus simple : le matériau est déposé sous forme de couches de nano particules par sérigraphie, puis recuit dans un four. Le rendement est de plus de 10 % mais la méthodologie reste complexe, et les produits ne sont pas encore sur le marché.
Il est possible aussi de déposer par des techniques électrochimiques : selon le procédé CISEL (développé par la R&D EDF et l'ENSCP, École nationale de chimie de Paris), l'électrodépôt se fait en une étape suivie d'un recuit, sans aucune étape sous vide. Le rendement atteint est de 11,4 % et le coût potentiellement très inférieur à ce qu'il est avec les autres procédés. Mais il ne s'agit encore que de résultats préindustriels.

En ce qui concerne la durée de vie à l'extérieur, ces modules au CIGS semblent avoir, comme les modules au CdTe, une sensibilité à l'humidité supérieure aux modules au silicium. Une encapsulation bi-verre et une large bordure dégagée de toutes couches à la périphérie paraît nécessaire pour qu'ils atteignent la stabilité à long terme (20-25 ans comme les autres modules du marché).
Cependant, le développement de cette filière s'explique surtout parce qu'elle allie les avantages de la technologie cristalline (rendements élevés, quoique inférieurs aux meilleures cellules en silicium cristallin) et celle de la technologie amorphe, qui en fait est plutôt le propre de toutes les couches minces : des dépôts de grande surface avec une mise en série intégrée et non pas *a posteriori*. Ces panneaux CIGS font donc partie des panneaux les moins chers du marché (de l'ordre de 2 €/Wc en 2009, prix de volume) comme la plupart des couches minces, mais ils n'ont pas encore atteint des prix aussi bas que le CdTe.
Mais pour les mêmes raisons qu'évoquées ci-dessus (toxicité du cadmium), cette technologie risque de rencontrer des freins dans sa commercialisation, en tout cas en Europe à cause de la directive RoHS. On continue à travailler sur une alternative à la couche CdS (ZnS par exemple).

© Dunod – La photocopie non autorisée est un délit.
Copyright © 2009 Dunod.

Autre difficulté : l'emploi de l'indium. Le prix de cet élément rare, très utilisé par la production croissante des écrans plats (sous forme d'électrode d'ITO, oxyde d'indium et d'étain), est grimpé en flèche pour cause d'épuisement des gisements. On ne trouve l'indium qu'en minuscules quantités dans les mines de zinc. Pourtant, sa consommation ne fait qu'augmenter et les géologues estiment qu'à ce rythme les gisements mondiaux seront épuisés dans quelques années, une dizaine tout au plus. Des solutions alternatives sont à l'étude : matériaux de substitution, recyclage… Pour la filière CIGS, c'est une réelle préoccupation qui pourrait limiter son développement à long terme.
Parmi les producteurs de cette technologie, on peut citer : Avancis, joint-venture Shell/Saint-Gobain (Allemagne), Ascent Solar (USA) qui produit du CIGS sur des films plastique souples, Wurth Solar (Allemagne), Sulfurcell (Allemagne), Honda Soltec (Japon). Et les prix de marché 2009 pour les centrales s'établissent environ à 1,5-2 €/Wc (panneaux seuls).



Figure 3.34 – Bâtiment Honda Soltec avec sa façade en modules CIGS.

3.5 Modules spéciaux

Certains modules ou éléments photovoltaïques ont des caractéristiques particulières, souvent pour répondre à des applications bien précises, et nous allons en citer quelques-uns.

3.5.1 Modules souples

Les panneaux vraiment souples font appel aux couches minces car les cellules au silicium cristallin ne sont pas souples par nature et ne supportent qu'une très faible courbure, sinon elles cassent. Au mieux on peut les insérer dans un module « courbe », par exemple pour des applications nautiques ou des voitures de course de démonstration.

Copyright © 2009 Dunod.

Un module vraiment souple est produit sur une feuille de plastique ou de métal, ce dernier étant nettement plus économique. En effet une jonction silicium amorphe se dépose à 150-200 °C donc il faut que le matériau plastique soit de type « haute température » : polycarbonate ou polymère fluoré (polyimide par exemple) et traité en surface pour permettre l'adhérence. Cette voie est déjà exploitée sur des formats petits et moyens, mais elle reste onéreuse.



Figure 3.35 – Panneau silicium amorphe sur plastique souple (société Flexcell, Suisse).

Sur acier inoxydable, le constructeur américain Ovonics (Unisolar) produit des cellules unitaires de quelques watts, entièrement flexibles, qui sont assemblées ensuite en panneaux plus puissants. Car ce support présente un inconvénient : il est conducteur ! Pour fabriquer une cellule unique, pas de problème, mais lorsqu'on doit les mettre en série, la technique classique des rayures sur silicium amorphe n'est plus possible (figure 3.28). Il faut soit isoler l'inox et le métalliser à nouveau, soit assembler les cellules sur inox en guirlande comme des cellules cristallines comme le font Ovonics ou Global Solar. La collecte des charges sur ces surfaces de cellules importantes est alors assurée par des peignes conducteurs déposés en face avant, voir figure 3.39.

Comme on le voit, la fabrication des modules souples n'est pas très simple. Mais grâce à la technologie de fabrication « roll-to-roll », « d'un rouleau à un autre rouleau » comme dans l'imprimerie, par exemple, où des films plastiques circulent à grande vitesse dans des machines de dépôt, il est possible de produire à plus bas coût, comme cela a déjà été annoncé par exemple par Nanosolar (partie 3.4).

Copyright © 2009 Dunod.
© Dunod – La photocopie non autorisée est un délit.

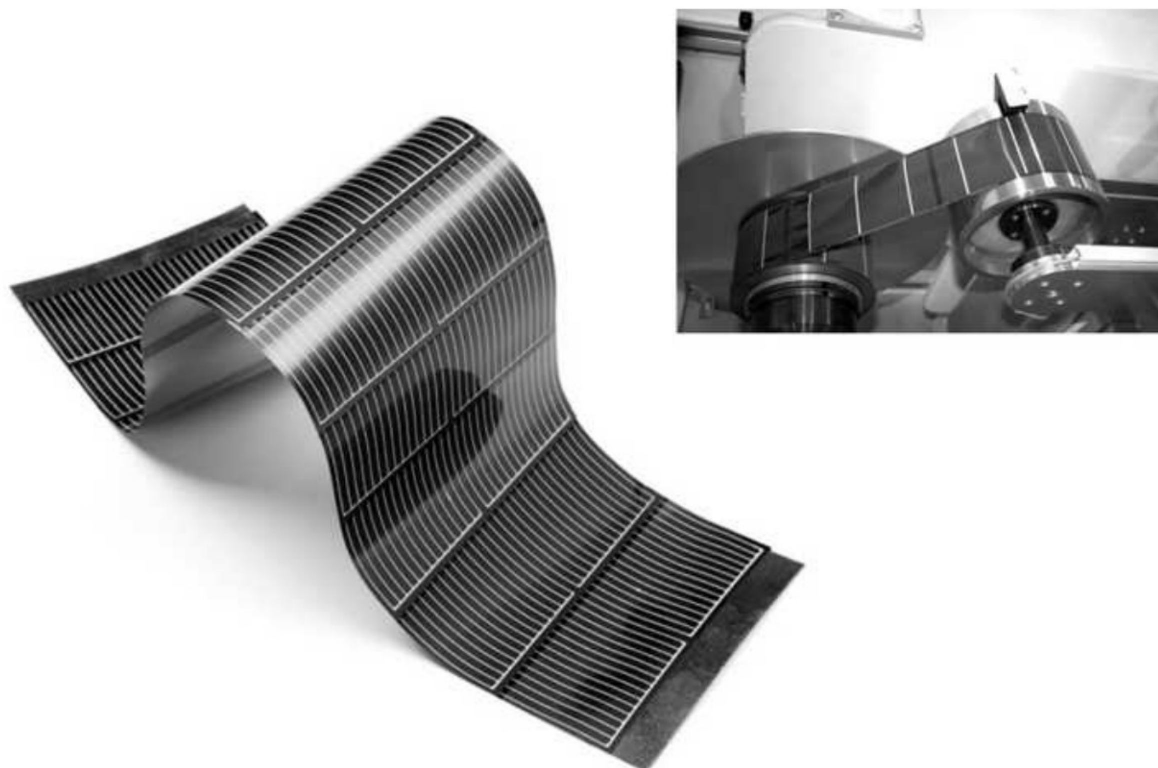


Figure 3.36 – Panneau CIGS produit en « roll-to-roll » (société Global Solar, USA).

On devra néanmoins attendre les retours d'expérience de plus de dix ans pour se prononcer sur la durée de vie de ces produits souples qui fait encore débat, à cause des incertitudes sur la durabilité des plastiques employés et la tenue mécanique des matériaux photovoltaïques flexibles.

Même en ce qui concerne les performances des modules neufs, les rendements mesurés sur les produits ne sont pas toujours à la hauteur des valeurs annoncées.

Et pourtant le marché est très demandeur car les applications sont multiples. Dans le loisir : toiles de tentes, voiles de bateaux, habillement, sacs de sport… Dans les applications militaires : vêtements et chargeurs de campagne… Dans le domaine humanitaire : tentes pour hôpitaux de brousse par exemple, et aussi dans le bâtiment, nous en parlons ci-dessous.

3.5.2 Éléments architecturaux

La tendance actuelle dans le bâtiment photovoltaïque est d'intégrer de mieux en mieux les panneaux à l'architecture : c'est plus esthétique, et en France, c'est indispensable à l'heure actuelle pour bénéficier du tarif de rachat de 0,60 c€/kWh (2009). C'est ce qu'on appelle dans le BIPV pour *Building integrated Photovoltaics* où l'élément photovoltaïque est à la fois producteur d'énergie et élément de construction.

Cela a donné naissance à de multiples produits adaptés à l'intégration en toiture surtout : tuiles solaires, panneaux souples en rouleaux pour montage en terrasse, faisant office d'étanchéité… Pour certains il s'agit juste d'un module solaire classique avec un encadrement intégrant un système de fixation adapté au montage en toiture, pour d'autres de solutions beaucoup plus innovantes.

Copyright © 2009 Dunod.

■ Produits pour toiture

□ Toit solaire souple

Partant du concept d'un revêtement étanche, nécessaire en toiture-terrasse des bâtiments industriels ou commerciaux, le toit solaire souple cumule production photovoltaïque et étanchéité de toiture. Comme il s'agit bien d'un élément apportant une fonction architecturale, cette solution est donc considérée comme intégrée et rémunérée comme tel en rachat d'électricité. Elle s'applique facilement sur des toits en terrasse, et pour des surfaces importantes. Car son faible rendement doit être compensé par des m^2. Il est de ce fait moins intéressant en habitat individuel.

Cette technique a aussi l'avantage de la légèreté (moins de 5 kg au m^2 contre 20 kg environ en technologie classique) mais elle nécessite tout de même une inclinaison de 5 % minimum de la toiture pour l'évacuation des eaux. Une sous-structure est donc parfois nécessaire en rénovation, qui doit être prise en considération dans le calcul de rentabilité.

Le produit présenté ici (voir figure 3.37) est réalisé à partir des cellules Unisolar triple jonction, associées à une membrane synthétique[1].



Figure 3.37 – Membrane solaire étanche pour toiture (produit Solar roof de la société Solar integrated, USA).

1. http://www.urbasolar.com/pdf/Brochure_Solar_Roof.pdf

© Dunod – La photocopie non autorisée est un délit.

Copyright © 2009 Dunod.

□ Intégration sur toiture acier



Figure 3.38 – Bac acier Arsol en toiture.

Dans le même esprit, on peut citer aussi le produit Arsol, développé en partenariat entre Tenesol et Arcelor, qui incorpore sur un bac acier de type bardage classique des cellules photovoltaïques mono ou polycristallines : la technique d'installation est celle d'une toiture acier, le câblage électrique des modules en plus. Cela part d'une très bonne idée, mais l'expérience de ces produits a malheureusement révélé des problèmes de surchauffe et de décollement. Les matériaux en présence n'ont pas les mêmes coefficients de dilatation : le métal se dilate et se contracte en fonction de la température beaucoup plus que les panneaux.

L'intégration en toiture est plus souvent réalisée avec des panneaux munis de fixations adaptées, et placés par-dessus une sous-couche d'étanchéité (voir système PVtec figure 4.10, au paragraphe 4.3.2, ou le système delta de Conergy), ce qui permet d'allier étanchéité de la toiture et aération (pour éviter les températures élevées qui font baisser les caractéristiques des panneaux).

□ Tuiles photovoltaïques

De nombreux produits relèvent de cette catégorie : à commencer par des modules de grande surface intégrés en toiture « comme des tuiles » avec plus ou moins de succès esthétique, jusqu'à des petites tuiles réelles auxquelles on a adjoint un petit module, en passant par des imitations d'ardoises. L'esthétique joue un rôle important dans ce domaine, surtout en France. Il faut respecter les règles locales d'urbanisme pour obtenir les permis de construire. Les Allemands ont été plus laxistes au début ce qui n'a pas donné toujours de bons résultats visuellement parlant.

Copyright © 2009 Dunod.

Si l'on parle de couleurs, le silicium amorphe rouge sombre se rapprocherait assez de la couleur des tuiles traditionnelles, alors que le silicium cristallin bleu sombre serait quant à lui plus proche des ardoises.

Les photos ci-dessous montrent qu'il est possible de réaliser de belles tuiles solaires : par exemple les cellules intégrées dans les ardoises solaires sont quasiment invisibles. Les autres figures montrent des tuiles de diverses dimensions et conceptions.

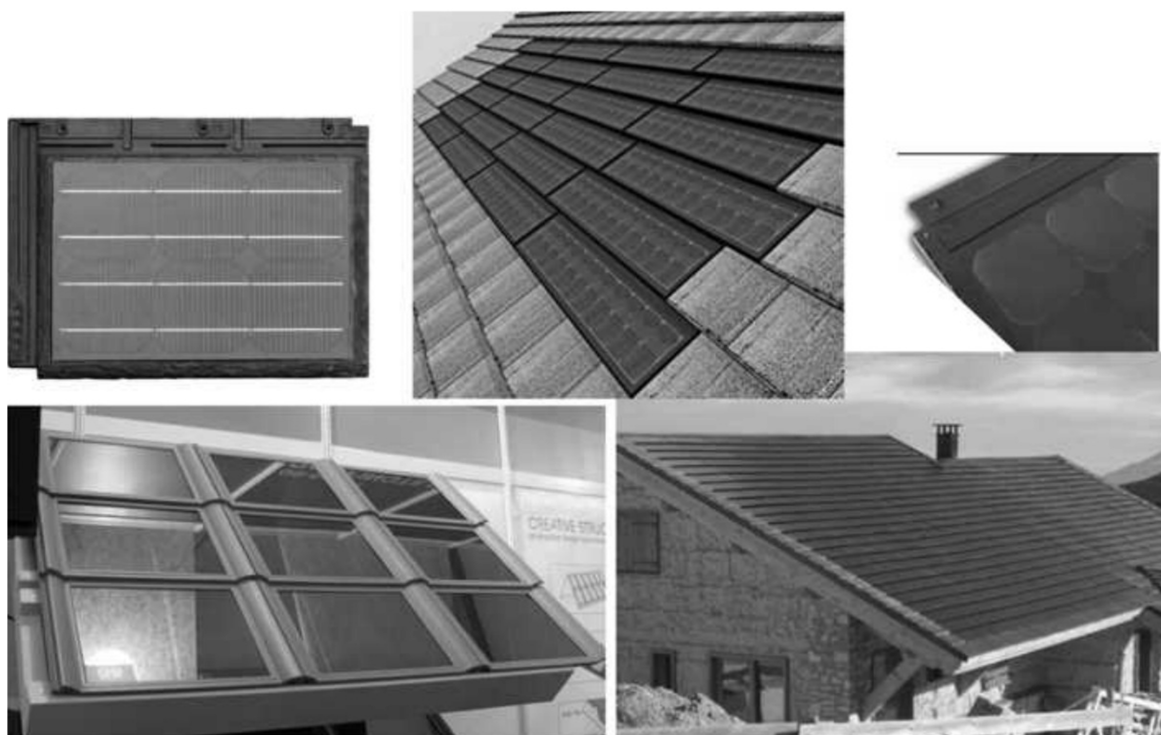


Figure 3.39 – Diverses tuiles et ardoises solaires (Century Solar entre autres).

En plus de ces aspects esthétiques, comme pour toute intégration de modules en toiture, ces tuiles doivent répondre aux impératifs de :

- **production photovoltaïque** : il faut calculer le « calepinage » c'est-à-dire la répartition en série et parallèle des tuiles pour former un champ photovoltaïque cohérent en tension et courant afin d'entrer dans l'onduleur ;
- **câblage** : plus les tuiles sont de petite taille, plus elles ressemblent à de vraies tuiles, mais plus il faut de connexions ;
- **étanchéité et résistance mécanique des tuiles** : elles doivent répondre aux normes de tenue dans le temps des modules photovoltaïques et de tenue mécanique (grêle, vent, etc.) ;
- **étanchéité de la toiture** : la conception, l'emboîtement, la comptabilité avec la pente du toit… doivent vraiment être pensées de façon globale afin d'obtenir une vraie toiture avec toutes les garanties d'une classique.
- **coût** : plus la tuile est sophistiquée, plus le prix du kWc installé sera élevé.

© Dunod – La photocopie non autorisée est un délit.
Copyright © 2009 Dunod.

■ Éléments de façades et de vitrage

Les architectes qui s'intéressent au photovoltaïque ont leurs exigences qui poussent les producteurs d'éléments photovoltaïques à l'innovation, et ont eux-mêmes réalisé de très beaux bâtiments à partir d'éléments photovoltaïques.

Des fabricants de verre, d'éléments vitrés ou de blocs de façade tels Schüco, Schott Solar, ou Saint-Gobain sont aussi entrés dans le marché du photovoltaïque avec leurs compétences et leur réseau de commercialisation, cela contribue à la diffusion du photovoltaïque comme élément architectural.

Voyons quelques produits photovoltaïques adaptés à ce marché.

□ Modules semi-transparents

Avec des cellules cristallines (mono ou poly), la semi-transparence est possible en laissant passer la lumière entre les cellules en masquant au mieux les conducteurs plats nécessaires à la liaison électriques des cellules entre elles. Sur de grands panneaux, cela donne un assez beau résultat de loin comme le montre la figure 3.40. Et c'est une solution intéressante pour une verrière également (figure 3.41).



Figure 3.40 – Modules cristallins semi-transparents montés en façade.

Encore plus beaux sont les modules semi-transparents en couche mince. Par la maîtrise des couches en présence, de leurs épaisseurs, de leurs propriétés optiques, on peut réaliser des modules qui laissent passer une proportion de lumière sur toute leur surface : soit par la transparence partielle de l'empilement des couches, on a alors un aspect orangé, soit en gravant de fines rayures dans le matériau selon la technologie Schott, ce qui donne un aspect semi-transparent neutre (figure 3.42).

Copyright © 2009 Dunod.



Figure 3.41 – Quai de la gare de Morges (Suisse) équipé de panneaux semi-transparents en couverture



Figure 3.42 – Modules semi-transparents en couche mince : Schott Solar (à gauche), MSK de Kaneka (à droite).

Copyright © 2009 Dunod.

© Dunod – La photocopie non autorisée est un délit.

□ Éléments de façades

Ces éléments sont souvent sur mesure, et donnent lieu à une créativité architecturale et esthétique. Des industriels de la façade ou des verriers s'allient alors à des fabricants de panneaux spéciaux pour offrir les solutions originales définies avec l'architecte.

En voici quelques exemples.



Figure 3.43 – Modules Schott Solar en façade d'un hôtel.

Copyright © 2009 Dunod.





Figure 3.44 – Bâtiments de l'EPFL
(École Polytechnique de Lausanne – Suisse).

Copyright © 2009 Dunod.
© Dunod – La photocopie non autorisée est un délit.



Figure 3.45 – Maison des services publics (Carhaix-Plouguer – France).

Et pour terminer en beauté, le Solarark de Sanyo, 315 m de long, 37 m de haut, 5 000 panneaux photovoltaïques, 630 kWc installés…



Figure 3.46 – Solar ark de la société SANYO (Gifu préfecture – Japon).

Copyright © 2009 Dunod.

4 • INSTALLATIONS PHOTOVOLTAÏQUES CONNECTÉES AU RÉSEAU

Un système photovoltaïque lié au réseau est constitué d'un champ de panneaux disposés sur des supports de type terrasse ou intégré à une construction. Ces panneaux sont connectés en série/parallèle pour atteindre une tension et un courant optimaux et alimenter un onduleur transformant le courant continu en une onde alternative en phase et de même tension que le réseau. La tension de fonctionnement typique du champ de panneaux atteint ainsi 150 à 400 Vdc pour de petits systèmes (1-3 kW) et 400 à 700 Vdc pour les onduleurs de 10 à 500 kW. La tension maximale est en général limitée d'une part par les problèmes d'isolement des panneaux qui doivent éviter tout courant de fuite et d'autre part par la tension maximale supportée par l'onduleur. Celui-ci est équipé d'un système de recherche de puissance maximale (MPPT Max Peak Power Tracking) pour constamment ajuster sa tension d'entrée aux caractéristiques des modules photovoltaïques qui varient en fonction de la température et de l'ensoleillement.
Comme le système est lié au réseau, les règles et normes à respecter sont celles des petits producteurs d'énergie électrique qui ne sont pas gérés par la compagnie d'électricité et l'ensemble des sécurités et précautions à prendre lors du montage et de l'exploitation sont plus importantes que pour une installation autonome. Le réseau remplace ici la batterie du système autonome et présente le grand avantage d'accepter toute l'énergie produite (batterie de capacité infinie) et de pouvoir restituer si nécessaire plus d'énergie que l'on y a stocké. Au premier abord, un système lié au réseau paraît plus simple à dimensionner parce que le choix de la batterie et des récepteurs n'existe pas. Cependant, pour réaliser un optimum de performances, cela demande une préparation et un dimensionnement soigneux.

■ Retour d'expérience

La première centrale européenne connectée au réseau, d'une puissance de 10 kWc, fut installée en mai 1982 et après plus de vingt années, elle fonctionne toujours correctement. Ce système est monté sur une terrasse du laboratoire LEEE-TISO[1] à Lugano en Suisse italienne. Ce laboratoire spécialisé dans les énergies alternatives a constamment suivi la marche de la centrale et un bilan a été établi après vingt années.

1. www.leee.supsi.ch/

© Dunod – La photocopie non autorisée est un délit.
Copyright © 2009 Dunod.

Les principales observations sont :

- Alors que l'aspect des panneaux n'est pas toujours parfait, le système fonctionne toujours correctement et la perte moyenne de puissance des panneaux atteint – 3,2 % en vingt ans.
- On estime que la centrale devrait fonctionner encore au moins dix à quinze ans.
- La principale source de dégradation provient de hot-spots qui apparaissent sur 24 % des modules (§ 3.1.4).
- Les panneaux solaires de provenance Arco (premier fabricant américain et mondial des années 1980) étaient encapsulés dans du PVB (poly-vinyl-butyril), matériau qui n'est plus utilisé aujourd'hui parce que pas assez stable et jaunissant avec les années. Les panneaux les plus jaunes présentent un courant de court-circuit entre 10 et 13 % plus faible qu'à l'origine. L'autre principal défaut du PVB est sa propension à absorber l'eau, ce qui provoque des délaminations (décollement par perte d'adhésion entre le plastique et la cellule) sur 92 % des modules.
- En vingt ans, trois modules sur 252 (1,2 %) présentaient une cellule complètement délaminée à l'endroit d'un hot spot. En 1997, un module fut remplacé et les deux autres modules toujours en fonction produisent respectivement – 20,2 % et – 14,8 % de leurs puissances nominales.
- Les performances de cette centrale nous permettent de prédire un fonctionnement de plus de trente ans pour des panneaux à encapsulant moderne et plus stable.

4.1 Systèmes photovoltaïques connectés au réseau : principes et tarifs de rachat

La plupart des pays européens ont une politique de rachat des énergies renouvelables dictée par l'engagement de l'UE en 2008 à vouloir réduire de 20 % ses émissions de gaz à effet de serre d'ici 2020, à limiter la consommation d'énergie de 20 % grâce à de meilleurs rendements énergétiques et à augmenter la part d'énergies renouvelables à 20 % de la consommation d'énergie totale de l'UE. Ces engagements politiques se traduisent dans la législation par de nouvelles directives soutenant une croissance élevée du photovoltaïque.

En France, l'adoption du Grenelle de l'Environnement en 2008 ouvre des perspectives intéressantes pour le développement du secteur « énergies renouvelables »[1]. L'Ademe (Agence de l'environnement et de la maîtrise de l'énergie[2]) estime que ces mesures permettront la création de 218 000 emplois d'ici 2012 avec 66 000 dans le renouvelable et 152 000 dans l'efficacité énergétique. Ces mesures permettront en outre d'économiser 12 Mtep d'énergies fossiles (7 Mtep de renouvelables et 5 Mtep d'amélioration énergétique).

Copyright © 2009 Dunod.

1. Dossier de presse du ministère de l'Écologie, de l'Énergie, du Développement durable et de l'Aménagement du Territoire : *Grenelle Environnement* : Réussir la transition énergétique : 50 mesures pour un développement des énergies renouvelables à haute qualité environnementale – 17 novembre 2008 – www.developpement-durable.gouv.fr
2. www.ademe.fr

En 2008, le secteur des énergies renouvelables représente pour l'Allemagne, l'Autriche, l'Espagne, la France, les Pays-Bas, la Pologne et la Slovénie 400 000 emplois pour un chiffre d'affaire de 45 milliards d'euros.

La France propose enfin des conditions intéressantes de rachat du photovoltaïque soutenues par un plan ambitieux de 5 400 MW de puissance installée pour 2020. Le tarif de rachat pour les systèmes intégrés inférieurs à 3 kW est maintenu avec allégement fiscal (pas d'impôt et pas de TVA). D'autre part, le crédit d'impôt valable jusqu'à fin 2009 permet de récupérer 50 % des investissements de matériel (l'installation n'est pas comprise) jusqu'à un maximum de 8 000 euros par personne (16 000 pour un couple). L'Ademe fournit les liens et renseignements les plus récents dans ce domaine.

■ Tarification en 2009

La plupart des pays d'Europe essaient de valoriser une production d'électricité d'origine photovoltaïque et proposent un tarif de rachat permettant une exploitation sans pertes financières et parfois avec un bénéfice.

Le tableau 4.1 présente les conditions actuelles (début 2009) proposées dans quelques pays d'Europe. Le tableau est un résumé des principales conditions : la plupart des pays ont fixé des quotas de puissance installée qui, s'ils sont atteints dans une année, modifient à la baisse les tarifs.

Tableau 4.1 – Tarifs de rachat du courant photovoltaïque en Europe (2009).

Pays	Tarif (€ct/kWh) Intégration	Tarif (€ct/kWh) En toiture	Tarif (€ct/kWh) Au sol	Durée (ans)	Remarque
Allemagne	43 < 30 kW 40,9 > 30 kW 39,6 > 100 kW 33 > 1 MW	43 < 30 kW 40,9 > 30 kW 39,6 > 100 kW 33 > 1 MW	31,94	20	8 à 10 % dégression/an
Italie	49 1 – 3 kW 46 3 – 20 kW 44 > 20 kW	44 1 – 3 kW 42 3 – 20 kW 40 > 20 kW	40 1 – 3 kW 38 3 – 20 kW 36 > 20 kW	20	2 % dégression/an
Portugal	65 < 3,65 kW	65 < 3,65 kW	65 < 3,65 kW		5 % dégression/an
Espagne	34 < 20 kW	34 < 20 kW	32 < 10 MW	25	Tarifs et plafonds revus trimestriellement
France, Métropole Corse, DOM	60,2 60,2	32,8 43,7	32,8 43,7	20	Indexé en fonction de l'inflation, production max. équivalente à 1 500 kWh/kWc en métropole, 1 800 en Corse et DOM-TOM
Suisse	60 < 10 kW	50 < 10 kW	50 < 10 kW		Système saturé, plusieurs milliers de clients en attente

© Dunod – La photocopie non autorisée est un délit.

Copyright © 2009 Dunod.

Les tarifs indiqués dans la première colonne sont attribués lorsque les panneaux photovoltaïques sont intégrés sur le bâtiment, contrairement à ceux de la colonne suivante qui concernent des implantations surimposées. C'est en France que cette « prime à l'intégration » est la plus élevée, et elle obéit à des critères bien précis[1].

La Suisse a lancé une politique de rachat des énergies renouvelables dès mai 2008 où le photovoltaïque a droit à 5 % de la manne à disposition provenant d'une taxe sur les kWh vendus par les réseaux. Les premiers jours de mai 2008, plus de 4 000 demandes d'installation ont été déposées, ce qui a saturé le système et début 2009, il y avait environ 3 500 clients en attente. Certains peuvent se tourner vers leur compagnie d'électricité locale, mais ceci est fortement dépendant des orientations politiques des gouvernements cantonaux. Par exemple, Genève pratique une politique verte intéressante suppléant au manque fédéral, alors que son voisin Vaud ne propose rien. Chaque canton fait ses choix sans consensus politique sur l'orientation du pays en matière d'énergies.

4.2 Composants pour systèmes connectés au réseau

4.2.1 Panneaux photovoltaïques réseau

Un système photovoltaïque couplé au réseau utilise des panneaux traditionnels tels ceux utilisés dans les systèmes autonomes avec une seule différence dans le nombre de cellules qui n'est plus lié à des multiples de 36 unités, valeur usuelle pour la recharge des batteries plomb. Les panneaux pour systèmes réseaux sont plutôt limités par une taille correspondante à l'équipement de production. La tendance est à l'augmentation de cette taille qui aujourd'hui est souvent limitée à 1,7 m^2 pour une puissance typique de 200-300 W. Cette dimension correspond à environ 25 kg, ce qui permet la pose à deux personnes. De plus grands panneaux (double de surface) sont disponibles mais la pose devient plus difficile sans grue de chantier. La taille des panneaux cristallins d'aujourd'hui est liée également à celle des wafers qui sont en majorité soit de 125 mm, soit de 156 mm de côté. Les cellules mono cristallines auront le coin cassé, ce qui permet de reconnaître qu'elles proviennent d'un cristal circulaire. Ces dimensions proviennent de l'appareil de production des semi-conducteurs qui traitent surtout du 150 mm ou du 200 mm de diamètre. Les nouveaux équipements seront prévus pour du 300 mm mais pour l'instant aucun producteur de solaire n'utilise des wafers de cette dimension qui permettraient de produire une cellule de 25 cm de côté produisant environ 19 A. Les fabricants actuels sont plus intéressés à automatiser la production pour permettre la production de cellules de moins de 0,2 mm d'épaisseur économisant ainsi la matière première. Voir le chapitre 3 pour les détails concernant les panneaux.

Le panneau cristallin pour le réseau le plus rencontré sur le marché est disponible en deux dimensions : soit environ 1,3 m^2 pour des puissances allant de 150 à 230 W, soit environ 1,7 m^2 pour 190 à 330 W. La grande plage de puissances va du poly bas de gamme jusqu'au mono high tec à cellules Sunpower. Un même

1. http://www.industrie.gouv.fr/energie/electric/pdf/guide-integration.pdf

Copyright © 2009 Dunod.

module est disponible en général avec une puissance de plus ou moins 10 %. Les fabricants sérieux trient soigneusement leurs cellules et proposent par exemple une gamme à 220 W disponible de 205 à 240 W par pas de 5 W. Ce type d'offre est beaucoup plus intéressant qu'un module vendu à 220 W ± 5 % où l'on sait pertinemment que l'on recevra des 210 à 220 W mélangés où les puissances maximales des panneaux seront mal triées. Chez un bon fournisseur, on reçoit avec sa commande la liste des mesures des modules, ce qui permet théoriquement de les trier et appairer avant montage. Mais ce travail est difficile lorsque pour un grand système, on reçoit des centaines de modules entassés par lots de 30 pièces sur palettes. Ce critère de puissance bien triée devrait être le même pour les couches minces, cependant les panneaux au silicium amorphe n'ont pas leur puissance définitive au moment du montage (à cause de la stabilisation, voir 3.2.2) et pour cette technologie l'appairage est quasi-impossible. Pour les autres couches minces, le critère de tri en puissances est le même que pour le cristallin.

Le tableau 4.2 présente une liste de modules typiques disponibles aujourd'hui.

Tableau 4.2 – Panneaux typiques des différentes technologies disponibles.

Type	Fabricant	Nb. cell. série	Tech	V_{oc} (V)	I_{sc} (A)	V_m (V)	I_m (A)	P_c (W)	FF (%)	V_{oc}/V_m	P (T) (%/°C)
P200-60	Solarwatt	60	p-c-Si	36,1	7,8	28,0	7,2	200,8	71,6	1,29	– 0,42
M230-96	Solarwatt	96	m-c-Si	59,4	5,3	47,7	4,8	230,4	73,5	1,25	– 0,39
HIP-270	Sanyo	96	m-c + a-Si	66,7	5,6	53,8	5,0	270,1	73,0	1,24	– 0,33
SPR-315	Sunpower	96	m-c-Si	64,7	6,1	54,7	5,8	315,1	79,3	1,18	– 0,30
TEA 108	Kaneka	100	a-Si	85,0	2,3	62,0	1,7	107,9	55,7	1,37	– 0,47
PVL-136	Unisolar	22	a-Si	46,2	5,1	33,0	4,1	135,3	57,4	1,40	– 0,27
FS-275	First Solar	116	Cd-Te	92,0	1,2	69,4	1,1	75,0	67,9	1,33	– 0,27
SCG-60-HV	Sulfurcell	80	CIGS	52,5	1,7	41,5	1,5	60,2	67,4	1,27	– 0,32

On présente ici quelques paramètres caractéristiques permettant de comparer les technologies : les modules couches minces sur substrat verre fonctionnent à grande tension (80 à 116 cellules en série) et petit courant (< 2,3 A), ce qui implique plus de câblage parallèle. Le facteur de forme augmente avec le rendement, ce qui rapproche la Vm de la Voc facilitant le choix de l'onduleur : le rapport Voc/Vm varie ainsi de 1,18 à 1,37. Enfin la dépendance en température de la puissance maximale n'est pas toujours plus faible pour les couches minces, ici le module Kaneka à simple jonction présente la plus mauvaise performance dans ce domaine. L'écart des pertes en températures entre le meilleur cristallin (Sunpower – 0,3) et un bon couches minces (Unisolar – 0,27) n'est que de 10 %.

© Dunod – La photocopie non autorisée est un délit.
Copyright © 2009 Dunod.

■ Critères de choix des panneaux réseau

En dehors des critères de choix de performances, la plupart des contraintes seront liées au montage et aux dimensions des modules lorsque ceux-ci sont intégrés en toiture ou façade.

– Fiabilité, durabilité et réputation du fabricant : on vend un système qui devrait durer plus de vingt ans. Il est essentiel que la qualité soit élevée pour éviter des problèmes de service. Un fournisseur va garantir son produit en général seulement une ou deux années et offrir une garantie de performances atteignant le plus souvent 25 ans. Mais les frais d'échange en cas de panne ne seront pas pris en charge et changer par exemple un module au milieu d'une grande toiture photovoltaïque est une opération coûteuse et parfois très compliquée.
– Prix intéressant.
– Tri serré des modules en puissances.
– Qualité mécanique, cadre bien conçu et panneau facile à monter.
– Qualité des connecteurs.
– Diodes anti-retour refroidies, boîte de jonction pouvant dissiper leur chaleur en cas de hot-spot.

4.2.2 Installation mécanique et câblage des panneaux

■ Structures support

Les modules photovoltaïques étant toujours (ou presque) installés dehors, il faut que les supports soient résistants à la corrosion : on choisira donc de préférence des structures et visseries en acier inoxydable ou sinon en aluminium, si les cadres des modules sont eux-mêmes dans ce matériau. En effet la corrosion est un phénomène qui apparaît à la jonction de deux matériaux métalliques de potentiel électrochimiques différents : elle détruit progressivement le matériau dont le potentiel est le plus faible. Par exemple, un cadre aluminium de panneau solaire ne doit pas être en contact avec une tôle de couverture en cuivre sous peine de lentement disparaître, l'aluminium se déposant sur le cuivre. Il ne faut donc pas associer des métaux différents sans protection, surtout en bord de mer, et à proximité des routes salées en hiver : l'atmosphère saline est un électrolyte qui facilite le passage du courant accélérant la corrosion. Le potentiel électrolytique est plus élevé pour un métal noble qui se comporte comme une électrode positive attirant le courant d'ions du métal moins noble, le tout à vitesse accélérée en présence d'un électrolyte.

La peinture des pièces support, ou l'usage de montants en bois (traité contre les parasites) sont des solutions plus économiques parfois employées et même pour des centrales en pays développés (figure 4.1).

Le calcul de ces structures support doit être réalisé par un bon mécanicien en fonction du poids des modules, de la résistance au vent, et éventuellement du poids de la neige en montagne. En Suisse, la norme SIA 160 indique les valeurs typiques à respecter en termes de charge de neige et force du vent pour les installations (pas seulement photovoltaïques) en fonction de l'altitude et de la hauteur de la construction. En effet, la force du vent dépend de la hauteur au-dessus du sol : de 70 kg/m^2 entre 0 et 5 m, on passe à 100 kg/m^2 entre 15 et 40 m.

Copyright © 2009 Dunod.



Figure 4.1 – Support partiel en bois (centrale 1 MW de Verbois – Genève) (Photo : M. Villoz).

■ Montage

Les informations présentées au chapitre 3 sur l'assemblage des panneaux photovoltaïques sont valables ici mais doivent être adaptées aux contraintes propres aux systèmes connectés au réseau. La tension de fonctionnement souvent élevée du champ photovoltaïque impose des précautions particulières que nous détaillons ci-dessous et les prescriptions des réseaux imposent d'autres règles spéciales (mise à la terre, protection contre la foudre, isolement…).

□ Sécurité au montage

L'exemple ci-dessus est une des premières règles de sécurité à respecter pour les centrales photovoltaïque et complète ces quelques recommandations.

– Monter des panneaux supportant la tension ouverte maximale de la centrale.
– Utiliser si possible des modules équipés de câbles et fiches volantes isolées pour éviter d'accéder aux boîtes de jonction sur le chantier. La plupart des fabricants offrent leurs modules déjà précâblés avec des liaisons suffisantes pour la mise en série. Pour la liaison entre fin de chaînes et boîte de dérivation et mise en parallèle, on confectionnera des câbles équipés des mêmes fiches.
– Effectuer toutes les liaisons à haute tension entre fiches isolées, les extrémités liées à des bornes à serrage ou pinçage étant déjà câblées.
– Pour effectuer toute modification au niveau des bornes sous tension, travailler avec grande précaution pour éviter tout arc électrique qui peut endommager gravement les connections ou provoquer un incendie. Au besoin, couvrir le champ de panneaux ou travailler par nuit complète.

© Dunod – La photocopie non autorisée est un délit.
Copyright © 2009 Dunod.

– S'assurer que tout le matériel utilisé supporte la tension continue maximale : pour les centrales fonctionnant à 600 V environ, le matériel utilisé par les tramways et trolleybus est souvent bien adapté.
– Respecter absolument les prescriptions relatives aux protections sur tension et contre la foudre (mises à terre, maillage, isolations des câbles…).
– Utiliser des câbles résistants aux conditions extérieures, en particulier stables aux UV.
– Respecter toutes les règles de protection des travailleurs relatives aux travaux sur les toits ou les façades et informer les monteurs des dangers spécifiques du courant continu.

☐ Types de montage

On rencontre principalement cinq types d'installation mécanique :

– le montage surimposé en toiture ou façade,
– l'intégration au bâtiment,
– le montage sur châssis,
– le montage sur mât,
– le montage sur coffret.

Les deux premiers montages de cette liste sont adaptés aux bâtiments construits et s'appliquent essentiellement aux installations connectées au réseau tandis que les deux derniers sont réservés aux petits systèmes autonomes (voir exemples au chapitre 5).
La figure 4.2 présente les coefficients d'utilisation de surface et d'efficacité de différents montages sur bâtiment, la référence (optimum) étant un système sans ombrage à 30° d'inclinaison face au sud à une latitude d'environ 45°.

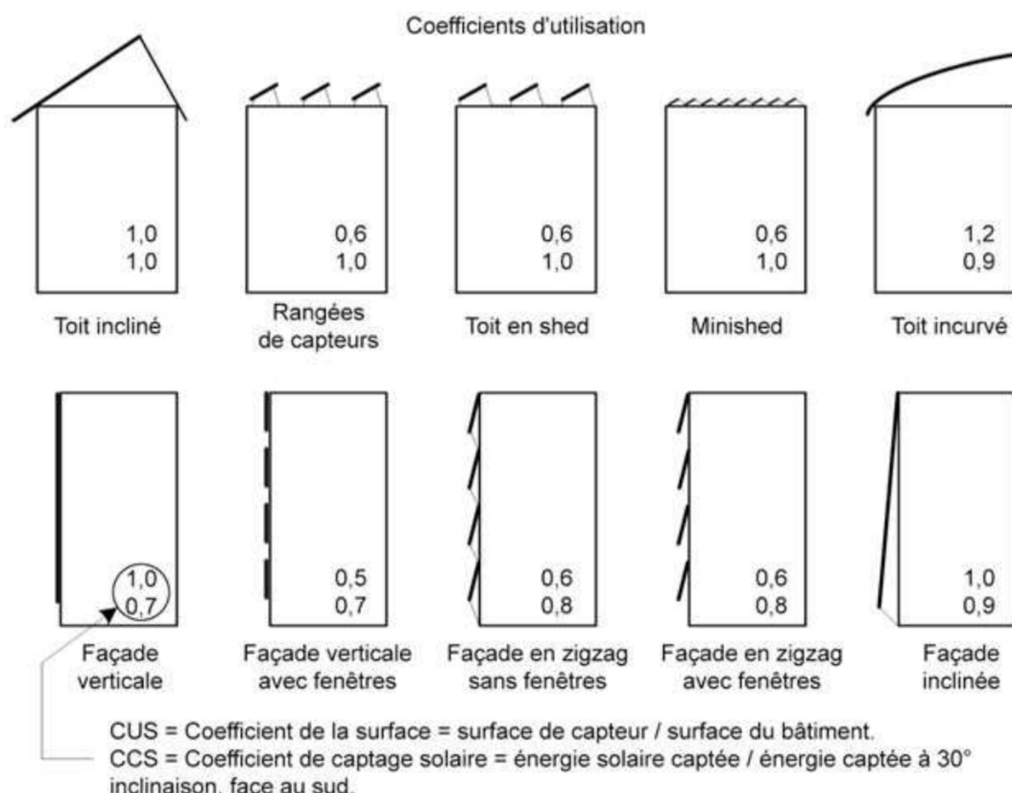


Figure 4.2 – Surface disponible pour un bâtiment photovoltaïque.

Copyright © 2009 Dunod.

Le montage surimposé en terrasse

Le montage surimposé en terrasse est largement utilisé dans les pays où l'intégration n'est pas financièrement plus intéressante. Il existe une large gamme de supports qui, en général, font office de poids ou sont lestés pour éviter de toucher à l'étanchéité du bâtiment. Les matériaux du support sont parfois un bac plastique qui sera lesté au gravier, un assemblage de structure aluminium fixée sur un ancrage de plastique recyclé lesté au gravier ou simplement des blocs de béton sur lesquels sont boulonnés les panneaux. La figure 4.3 présente quelques exemples de montages en terrasse.

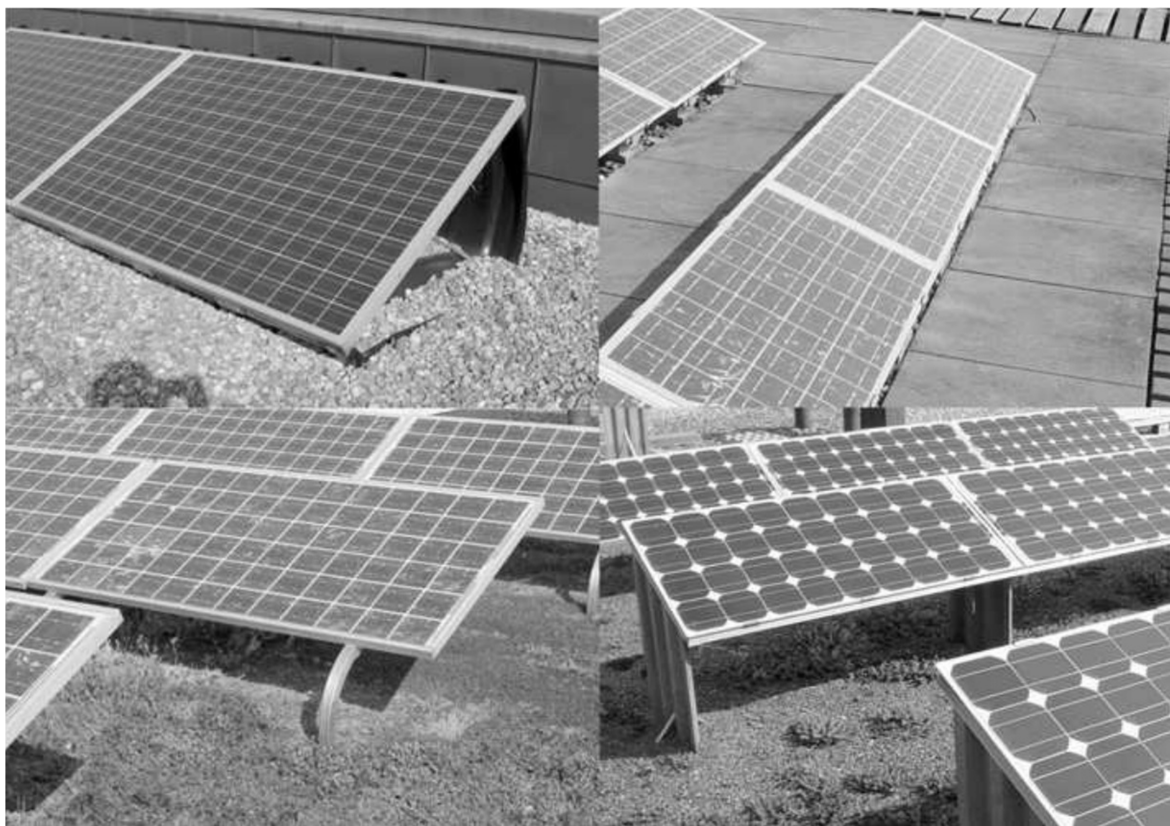


Figure 4.3 – Supports terrasses (Photo : M. Villoz).

Le montage sur châssis

Le montage sur châssis est une installation classique pour les modules photovoltaïques, il s'emploie un peu partout : dans les pays chauds où les toitures sont en terrasse, et au sol pour beaucoup d'applications techniques dès que la surface du champ photovoltaïque est importante, typiquement 5 m^2 et plus. Le montage sur mât est plutôt réservé aux surfaces inférieures. Les châssis sont également indispensables sur terrain accidenté.

Les fabricants de modules proposent des châssis pour deux, quatre ou six modules selon le cas ou sur mesure pour de plus grands systèmes. Ils sont souvent composés de montants en inox ou en aluminium pour assembler les modules et de béquilles d'inclinaison réglables pour s'adapter à diverses inclinaisons. La plupart du temps

© Dunod – La photocopie non autorisée est un délit.

Copyright © 2009 Dunod.

ils seront fixés au sol. Mais avec des plots en ciment servant de ballasts ils peuvent aussi tenir par leur propre poids, ce qui supprime les problèmes d'étanchéité sur les terrasses d'habitation.

Quand le système est plus conséquent, on réalisera une structure porteuse sur mesure pour fixer tous les panneaux, souvent avec les partenaires locaux. Une entreprise de génie civil est parfois nécessaire pour les travaux qui peuvent demander du terrassement et la pose d'une dalle en béton.

En pays chaud et au sud de l'Europe, il peut être intéressant d'utiliser un *tracker*, support mécanique motorisé suivant la courbe du Soleil. Il en existe à deux axes, le champ PV étant toujours perpendiculaire aux rayons du Soleil, ou à un axe, celui-ci étant soit vertical, soit incliné. De grandes centrales utilisant des trackers de plus de 100 m^2 ont été installées en Espagne et au Portugal ces dernières années avec une production annuelle estimée supérieure à 2 000 kWh/kWc. On ne connaît pas encore leur comportement à long terme, leur vieillissement et le coût réel par rapport à des systèmes fixes. On présente plus bas un dimensionnement de trackers avec quelques données typiques de productions estimées pour un système dans le sud ou le nord de la France (§ 4.4.3).

Le montage en intégration toiture

Le montage en intégration toiture est décrit plus loin (§ 4.3.2).

■ Câblage et protection contre les effets de la foudre

Les câbles, mécanismes, fixations et composants électriques seront installés suivant les normes NF, CEI et règles particulières appropriées. La section individuelle des conducteurs doit suivre les règles NFC-15100 en minimisant les pertes de tension qui doivent être inférieures à 1 % de la tension nominale pour un ensoleillement de 800 W/m2. De même côté alternatif, la chute de tension entre l'onduleur et le disjoncteur à la limite de propriété sera inférieure à 1 % de la tension nominale à puissance maximale.

L'installateur se référera au guide Ademe : « Protection contre les effets de la foudre dans les installations faisant appel aux énergies renouvelables ». La figure 4.24 présente un schéma classique de système lié au réseau équipé d'un onduleur triphasé.

On connectera une chaîne de panneaux en série sans effectuer de boucle (câblage en U) pour éviter un effet inductif susceptible d'attirer la foudre. La mise en série se fera en Z plutôt et les câbles de liaison seront au maximum liés à des goulottes métalliques mises à terre. En fonction des ombrages proches, il peut être intéressant de câbler plutôt verticalement (si l'ombre d'un mat ou poteau traverse le champ) ou horizontalement en cas d'ombrage horizontal (panneaux en sheds par exemple). Si une ombre atteint un panneau, son effet ne sera pas beaucoup plus important si elle touche d'autres panneaux de la même chaîne, le courant étant déjà réduit avec un panneau à l'ombre. Pour des toitures dans le Nord qui sont souvent couvertes de neige en hiver, le câblage horizontal est plus intéressant, le haut du toit se dégageant en général plus vite et permettant peut être à une chaîne de produire du courant alors que le reste des panneaux est encore sous la neige.

Copyright © 2009 Dunod.

La plupart des panneaux ont un cadre en aluminium anodisé qui n'est pas conducteur en surface (oxyde d'aluminium isolant). Pour la mise à terre du champ, on peut utiliser des griffes de fixation traversant l'oxyde ou se connecter à un trou de terre sur le cadre du panneau qui a été protégé lors de l'anodisation de l'aluminium. Il existe des prises de terre (Solklip de Tyco) se vissant au cadre du panneau avec un contact à ressort pour une liaison rapide du câble de terre.

4.2.3 Onduleurs réseau

Comme pour un onduleur autonome en site isolé, le principe est de transformer une tension continue en une tension alternative de fréquence et valeur équivalentes à celle du réseau. Les différences essentielles sont que l'onde sera obligatoirement sinusoïdale et que cette tension alternative qui va « charger » le réseau, devra se mettre en phase avec celui-ci et répondre à un ensemble de prescriptions et impératifs de sécurité plus contraignants que dans le cas autonome. L'autre différence est que la tension d'entrée n'est pas celle, en principe stable d'une batterie, mais directement celle du champ de panneaux.

Tous les onduleurs couplés au réseau incorporent une mesure du point de fonctionnement maximal des panneaux *MPPT* (*Max Power Point Tracker*) – explications au paragraphe 5.12 – et quelques caractéristiques communes comme une déconnexion automatique en cas d'absence de réseau, une production minimale d'harmoniques et une précision élevée de la fréquence. Les appareils actuels incorporent un processeur gérant les normes applicables dans la majorité des pays. Lors de la mise en route, le premier pas est d'indiquer la langue et le pays pour adapter les seuils et limites de fonctionnement aux normes locales.

■ Concepts d'onduleurs réseau

□ Onduleur « module »

Les modèles les plus petits (100-200 W) se fixent derrière le panneau solaire qui produit alors directement du 230 VAC. Ses avantages sont un câblage réduit uniquement en alternatif, une liaison simplifiée à l'immeuble et une moins grande sensibilité aux ombrages, une ombre n'affectant en général pas tous les panneaux d'un système.

□ Onduleur « chaîne »

Branché sur chaque chaîne de panneaux solaires en série, sorte d'onduleur module plus puissant, ce type est intéressant car il permet d'économiser sur le câblage et les protections DC. Son concept est proche du précédent avec l'avantage de travailler à plus grande puissance et tension pour un meilleur rendement.

□ Onduleur central

Les modèles de taille intermédiaire (1 à 5 kW) sont en général monophasés et destinés aux villas et petits bâtiments. Les modèles type « centrale solaire » sont en général triphasés pour des puissances pouvant dépasser plusieurs centaines de kW. Les avantages sont une séparation claire des parties DC et AC et une maintenance

© Dunod – La photocopie non autorisée est un délit.
Copyright © 2009 Dunod.

simplifiée ; les désavantages sont une plus grande complexité du câblage et une sensibilité accrue aux ombrages.

■ Technologie

Les onduleurs couplés au réseau utilisent deux techniques de génération du signal alternatif : soit la sinusoïde est produite par l'appareil qui utilise le passage par zéro du réseau pour se synchroniser, soit le réseau est utilisé comme source de signal et de synchronisation.

Certains onduleurs utilisent un transformateur pour assurer une séparation galvanique avec le réseau, ce qui permet d'isoler les panneaux du réseau ; d'autres onduleurs renoncent à la séparation galvanique pour améliorer le rendement (+ 2 %) et abaisser le coût. Pour ces derniers, le câblage des panneaux doit être absolument flottant, l'onduleur testant continûment tout courant de fuite en direction de la terre. En cas de fuite, l'onduleur s'arrête pour éviter toute liaison directe du cadre des panneaux avec le réseau.

Chaque onduleur utilise pour son fonctionnement interne une certaine quantité d'énergie. Celle-ci peut être soit apportée par le générateur photovoltaïque (avantage : ne consomme pas la nuit, inconvénient : pas de système de mesure continue possible), ou par le réseau (avantage : régularité et stabilité de l'alimentation, inconvénient : consommation continue). Ces pertes continues de l'onduleur influencent légèrement le rendement annuel du système.

Les onduleurs sont en général équipés d'appareils de mesure des valeurs essentielles. Ils offrent également souvent une interface permettant la collecte de ces valeurs par une acquisition de données (data-logger) ou un ordinateur.

Pour la sécurité du système, il faut distinguer les prescriptions relatives aux réseaux locaux et celles relatives à l'onduleur. Les compagnies d'électricité exigent en général une surveillance de la tension et de la fréquence produites et une coupure très rapide en cas d'absence du réseau. La limitation de puissance à 3,5 kW par phase pour les installations simplifiées dans certains pays implique une limitation du courant produit. L'onduleur qui sature à cette puissance utilise son MPPT commandé par microprocesseur pour faire varier le point de puissance maximale du générateur en direction de la tension ouverte et ainsi limiter la puissance à l'entrée au lieu de la dissiper thermiquement.

Un onduleur n'a pas un rendement constant : il est plus efficace en général aux trois-quarts de sa puissance maximale, et moins efficace à faible puissance. Cette courbe de rendement de l'onduleur en fonction de sa puissance produite est le paramètre principal à connaître. Le rendement pondéré européen se calcule en fonction des données moyennes d'ensoleillement et du rendement à charge partielle de l'onduleur (voir la définition détaillée en page 142). Les meilleures valeurs actuelles de la technique pour le rendement européen sont > 96 % pour les appareils sans transformateurs et > 94 % pour les appareils avec transformateur. Cependant, une autre valeur est importante, c'est le rendement dynamique de l'onduleur qui lui dépend du rendement du MPPT : lorsque la puissance change rapidement, par exemple lors du passage d'un nuage, le courant va baisser fortement et la tension légèrement, il faut que le MPPT s'adapte rapidement en augmentant son impédance

Copyright © 2009 Dunod.

d'entrée pour ne pas surcharger l'entrée et trop limiter l'onduleur. Dans le cas inverse, lorsque le nuage disparaît, il faut que l'impédance de charge baisse rapidement pour profiter de cet accroissement de puissance. Ce rendement est difficile à mesurer et peut apparaître lors de mesures suivies. Un bon rendement statique peut être inutile si le rendement dynamique est mauvais. Le meilleur rendement de l'onduleur est souvent atteint dans une plage de tension d'entrée nettement plus réduite que celle de fonctionnement du MPPT. Cette donnée est intéressante à connaître lorsqu'on planifie un système : on essayera alors de choisir un nombre de panneaux en série produisant une tension si possible proche de cette plage réduite du MPPT.

Certains onduleurs disposent de plusieurs circuits MPPT qui fonctionnent soit séparément, soit en cascade. Avec des MPPT séparés, on peut connecter des chaînes à tensions différentes (nombre de panneaux séries différents), ce qui peut être utile lorsqu'on remplit la surface d'un toit et que l'on ne peut pas diviser en chaînes de tensions identiques. Les MPPT séparés sont également bien adaptés à des champs d'orientations différentes, chaque champ étant alors traité séparément et pouvant fonctionner à son point de puissance maximale. Si les chaînes arrivent sur un point commun à l'entrée de l'onduleur et que plusieurs MPPT fonctionnent en cascade, l'onduleur les connecte en fonction du niveau de puissance : ainsi à petite irradiance, un seul circuit fonctionne, ce qui permet d'améliorer le rendement à charge partielle. Ce type d'onduleur est spécialement adapté au fonctionnement de systèmes à grande latitude où les variations d'ensoleillement sont importantes durant l'année et où l'onduleur fonctionne plus souvent à faible puissance. Nous verrons que ce paramètre est déjà clairement visible dans l'étude d'un petit système monté au sud ou au nord de la France (§ 4.3.1).

■ Critères de choix des onduleurs réseau

À part le choix raisonné du meilleur composant que l'on aimerait faire, d'autres critères sont importants à examiner avant de passer commande. La liste ci-dessous présente les points les plus essentiels à respecter dans ce choix :

- **Rendement européen élevé** : ce critère est plus important que le coût de l'appareil, au prix actuel de rachat de l'électricité, un rendement plus élevé rapportera plus de revenus après quelques années de fonctionnement. Un rendement élevé est également gage de dissipation thermique faible de l'appareil. La durabilité des composants électroniques est fortement influencée par la température.
- **Prix intéressant.**
- **Fiabilité, réputation du fabricant** : ces deux paramètres sont essentiels, l'onduleur est le composant le plus susceptible de tomber en panne. Certains fabricants offrent des garanties renouvelables (assurance).
- **Garantie, service après vente** : on aimerait qu'en cas de panne, la réparation soit rapide, surtout en été. Certains fabricants offrent une assurance de production : l'appareil est réparé après maximum *x* jours, sinon le client touche un montant moyen équivalent de production de l'appareil en panne.

Ces critères limitent pratiquement au choix d'un fabricant si possible local ou suffisamment important pour disposer d'un service local performant.

© Dunod – La photocopie non autorisée est un délit.
Copyright © 2009 Dunod.

4.3 Systèmes connectés au réseau – Dimensionnement de toitures intégrées

Même si la conception théorique d'un système lié au réseau est plus simple qu'une installation autonome, il faut tout de même choisir et assembler des composants susceptibles de fonctionner efficacement ensemble. Pour le dimensionnement optimum de centrales, il est fortement recommandé de s'appuyer sur une simulation avec un logiciel adéquat. La simulation permettra de prévoir l'énergie produite sur la base des statistiques locales d'ensoleillement et aussi d'avoir une référence en cas de doute sur les performances de la centrale. Tous les calculs présentés ci-dessous ont été effectués avec le logiciel PVsyst[1] développé par André Mermoud de l'université de Genève. Ce logiciel très complet est actuellement le seul permettant d'évaluer les pertes dues à des ombrages proches éventuels. Régulièrement remis à jour, il contient une base de données de la plupart des composants solaires du marché, ce qui permet de dimensionner rapidement un système photovoltaïque (raccordé au réseau ou autonome).

4.3.1 Dimensionnement de l'onduleur

On a vu ci-dessus quelques critères de tri pour les choix d'un onduleur réseau, on verra ci-après comment appairer l'onduleur avec le champ de panneaux pour qu'il soit le plus efficace possible. Pour ce faire on présente un exemple de système 3 kW en toiture, cheval de bataille actuel de nombreux installateurs français.

■ Puissance de l'onduleur

En première analyse, on serait tenté de choisir un onduleur de puissance égale à la puissance STC du champ photovoltaïque, mais en examinant plus en détail les paramètres de fonctionnement de ces deux composants liés, on remarque différents éléments :

- L'onduleur va perdre quelques % de puissance pour son propre fonctionnement, les meilleurs appareils atteignant un rendement européen de l'ordre de 95 à 97 %.
- Lorsque l'irradiance est maximale, la température des panneaux est pratiquement toujours nettement supérieure à 25 °C, température à laquelle est donnée la puissance nominale du champ (conditions STC). Et comme tous les panneaux subissent une perte en fonctionnant à température > 25 °C, la puissance du champ photovoltaïque sera inférieure à la puissance STC. On peut en première analyse prendre comme température maximale la température NOCT (mesurée à 800 W/m^2 d'irradiance) + 10 degrés, pour tenir compte du rayonnement de 1 000 W/m^2. Une valeur NOCT typique est 45 °C, soit 20 degrés de plus que les conditions STC à 25 °C ; en ajoutant les 10 °C pour 1 000 W/m^2, on obtient 55 °C. Un panneau cristallin normal perd environ 0,4 % de sa puissance par °C, ce qui à 55 °C correspond à 12 % de pertes. Les pertes onduleur et température du champ font alors environ 15 à 17 %. Pour des systèmes très

1. www.pvsyst.com

Copyright © 2009 Dunod.

bien ventilés (montage en plein champ ou terrasse en sheds) en Europe tempérée, on peut sans problème surdimensionner la puissance DC du champ de 17 % de celle AC de l'onduleur.
– Pour des toitures intégrées avec relativement peu de ventilation arrière, on prendra encore 5 à 10 % de pertes supplémentaires en température.
– Dans le cas particulier des panneaux au silicium amorphe, à l'inverse des effets précédents qui baissent la production, le champ peut être plus puissant dans les premiers temps d'utilisation, jusqu'à + 25 % pour une simple jonction, du fait de l'effet Steabler Wronski (stabilisation sous lumière, § 3.2.2). On prendra + 15 % pour des doubles jonctions. Dans ces cas, il faudra s'assurer que l'onduleur sature lorsque la puissance du champ est plus élevée en début de vie des panneaux.
– Pour les panneaux couches minces, une difficulté supplémentaire est le mauvais facteur de forme qui éloigne la tension ouverte (tension de circuit ouvert) de la tension de puissance maximum, mais il est parfois difficile de trouver un onduleur acceptant une grande tension ouverte.

On atteint une puissance photovoltaïque maximale souvent au printemps au mois de mai lorsque le ciel est particulièrement propre après une ondée. En été, la chaleur empêche que le ciel soit complètement transparent et un ensoleillement maximal est rarement atteint. Or c'est en été que la densité d'irradiances élevées est la plus importante ; ce facteur nous pousse à encore limiter la puissance maximale de l'onduleur. Surdimensionner le champ permet encore d'améliorer le rendement à charge partielle de l'onduleur, celui-ci atteignant un bon rendement plus vite, ce qui est favorable pour la production annuelle du système. Tous ces paramètres peuvent être simulés et les figures 4.4 à 4.8 montrent la production de puissance à la sortie d'un champ photovoltaïque d'un onduleur pour les énergies solaires typiques de l'année.

☐ Tension et courant

Les autres critères de dimensionnement de l'onduleur sont d'adapter la tension des panneaux au MPPT de l'onduleur et de s'assurer que la tension ouverte maximale du champ (à toute température) est admise par l'onduleur. Par sécurité on considère une tension ouverte maximale supérieure d'un facteur kT aux conditions STC et qui vaut dans les pays tempérés :

– 1,15 pour un système à une altitude < 800 m ;
– 1,20 pour un système entre 800 et 1 500 m d'altitude ;
– 1,25 pour un système à plus de 1 500 m d'altitude.

Par exemple si douze panneaux ayant une tension ouverte de 22 V STC sont connectés en série, l'onduleur en haute montagne devra supporter une tension ouverte de :

$$12 \times 22 \times 1,25 = 330 \text{ V}$$

Ces valeurs de tension ouverte maximale sont importantes : on a rencontré des problèmes sur des systèmes travaillant à 550 Vdc nominal au niveau de la mer (V_{oc} considérée 700 V) : les boîtes de jonction fixées au cadre inox avec un étrier en inox également avaient des courants de fuite importants et en cas de mauvaise mise à terre, les cadres auraient pu se trouver à la tension du panneau, valeur très dangereuse au toucher. L'ensemble des panneaux du système, de plus de 100 kW, a dû être remplacé dans ce cas.

© Dunod – La photocopie non autorisée est un délit.
Copyright © 2009 Dunod.

☐ Système de 3 kW simulé

Pour l'exemple à la figure 4.4 (simulation réalisée avec PVsyst), nous avons pris une toiture dans le sud de la France (statistiques de Marseille), et un système individuel typique avec 2,9 kW de panneaux. Nous avons également tenu compte de la relativement mauvaise ventilation des modules intégrés en augmentant la valeur NOCT de 20 °C, correspondant à 8 % de pertes thermiques supplémentaires. La toiture choisie est orientée plein sud sans ombrages proches ou lointains avec une pente de 25°. Les panneaux choisis pour la simulation sont deux chaînes en série de six modules Sunways SM 230 de 240 W nominal et nous prenons comme hypothèse que leur puissance est garantie à + 1 % des 240 W nominaux (panneaux parfaitement triés). Les deux chaînes sont câblées directement vers l'onduleur (sans diode série) avec des câbles de section 4 mm^2 et de longueur 30 m. Pour modifier les caractéristiques thermiques, nous réduisons la dissipation typique de 25 W/m^2 (montage en plein champ) à 16 W/m^2 pour obtenir une nouvelle valeur NOCT de 65 °C au lieu des 45 °C initiaux.

L'onduleur de la simulation est un appareil du fabricant Sputnik Engineering, un Solarmax 3 000 S, modèle récent ayant un rendement européen de 95,5 %.

Les graphiques de distribution de puissance représentent les différentes énergies produites par le champ de panneaux durant une année simulée. En ordonnée, la puissance du champ est divisée en 50 tranches (éch.), ce qui ici donne des pas d'environ 30 W et en abscisse, on représente l'énergie produite par tranche de fonctionnement : par exemple à la figure 4.4, le champ photovoltaïque va générer un maximum d'énergie entre 1 700 et 1 730 W.

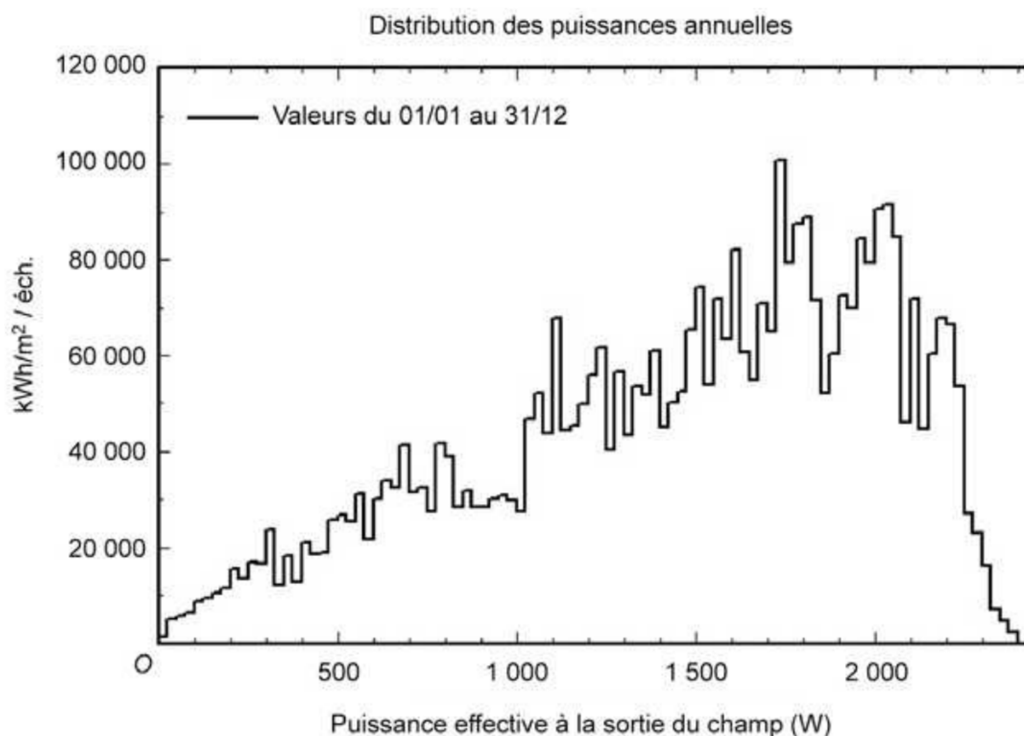


Figure 4.4 – Système PV individuel de 2,9 kW à Marseille : distribution de la production annuelle.

Copyright © 2009 Dunod.

La simulation de ce système nous donne une production d'énergie annuelle de 1 370 kWh/kWc, soit 1 370 heures de fonctionnement à la puissance nominale de 2,9 kW correspondant à 3 946 kWh/an. Le taux de performance du système (Performance Ratio PR) est alors de 78,6 %. Pour un système mieux ventilé, il dépasserait les 80 %. Le PR est la mesure globale de performance du système qui tient compte de toutes les pertes, celles-ci sont détaillées au paragraphe suivant.

On remarque que le champ n'arrive jamais à sa puissance nominale de 2,9 kW : les quelques instants où le champ fournit plus de 2,3 kW sont rares dans l'année. Le gros de la production annuelle se fait à des puissances entre 1 et 2,2 kWdc. Nous avons volontairement pris un onduleur un peu trop puissant pour ne jamais saturer le système. Pour améliorer la production annuelle, on pourrait réduire la puissance de l'onduleur vers 2,2 kWac (améliorant la conversion à basse puissance) mais il n'existe pas aujourd'hui d'onduleur aux mêmes performances dans cette gamme de puissance.

À la figure 4.5, nous présentons la simulation de la même toiture, cette fois à Strasbourg, et nous avons réduit les pertes thermiques pour tenir compte de la température ambiante moins élevée : nous prenons cette fois une NOCT de 60 °C.

Les performances annuelles de production passent à 952 kWh/kWc, soit 952 heures à 2,9 kW correspondant à 2 743 kWh/an. Le taux de performance a légèrement augmenté à 79,6 %, reflétant la baisse de température estimée.

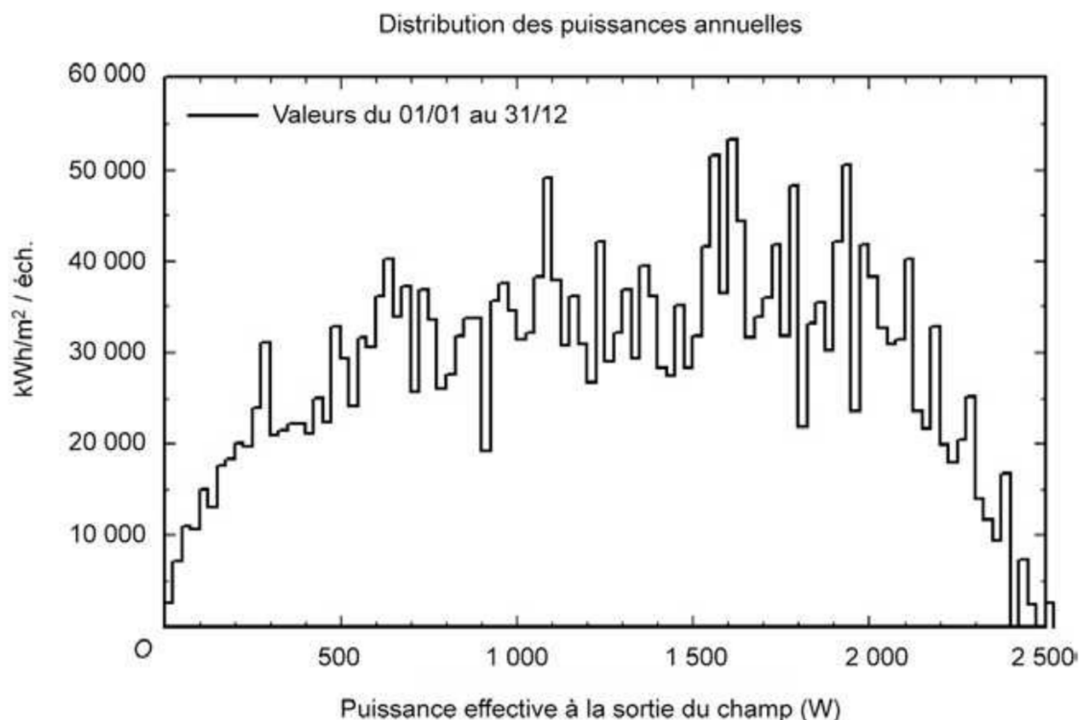


Figure 4.5 – Système PV individuel de 2,9 kW à Strasbourg : distribution de la production annuelle.

On remarque que la distribution annuelle de puissance s'est déplacée vers la gauche : l'onduleur fonctionne plus souvent à plus petite puissance.

© Dunod – La photocopie non autorisée est un délit.
Copyright © 2009 Dunod.

Comme dernier exemple de dimensionnement en puissance de l'onduleur, nous avons déplacé notre toiture dans les alpes suisses à Davos, cité plus connue pour ses réunions de grands financiers que pour son ensoleillement abondant.
Comme Davos est à 1 590 m d'altitude, nous réduisons encore les pertes de la toiture mal ventilée à une valeur de NOCT de 55 °C. Nous avons également tenu compte de la présence de neige de décembre à mars en prenant un albédo de 0,8 durant ces mois d'hiver.
Les performances annuelles de production passent à 1 338 kWh/kWc, soit 1 338 heures à 2,9 kW correspondant à 3 853 kWh/an. Le taux de performance a nettement augmenté à 84,0 %, reflétant la baisse de température estimée.

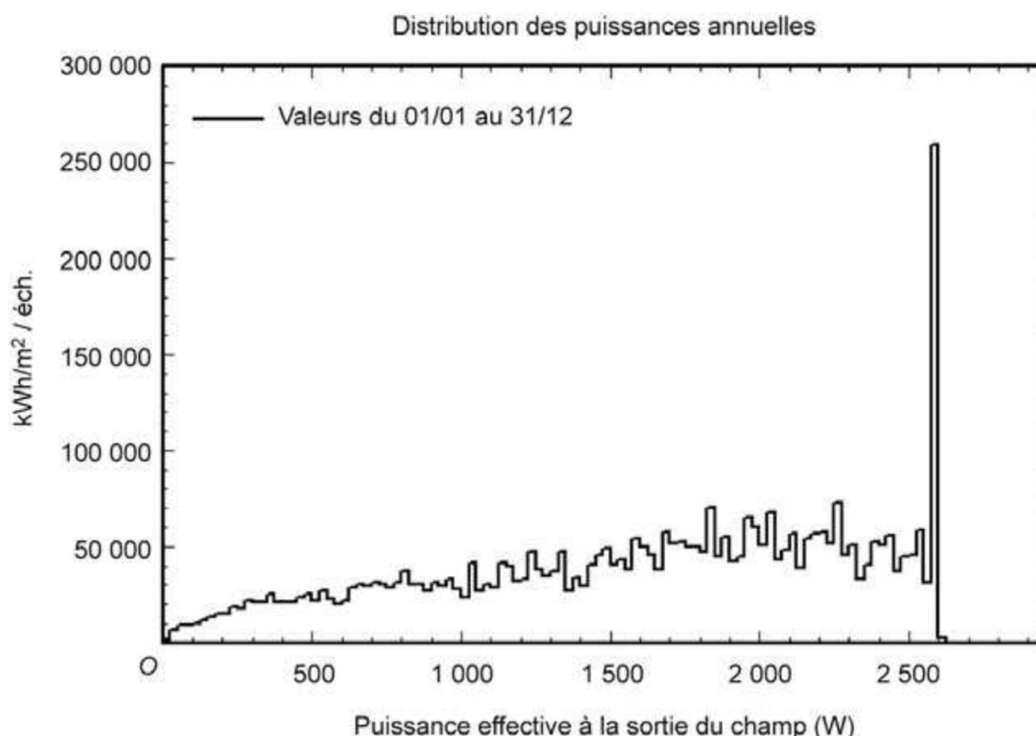


Figure 4.6 – Système PV individuel de 2,9 kW à Davos : distribution de la production annuelle.

La distribution de puissances (figure 4.6) a complètement changé avec une saturation manifeste de l'onduleur qui fait plafonner le champ à 2,6 kW. En effet, le grand pic de production à 2 600 W indique qu'une partie du temps le système a produit exactement 2,6 kW, faute de pouvoir produire plus. En examinant le diagramme des pertes de la simulation, on note une valeur de – 0,3 % de surcharge de l'onduleur.
Dans ce cas, il serait peut-être profitable de choisir un onduleur de puissance légèrement supérieure.
Nous reprenons la simulation en choisissant un onduleur de la même marque pour que son rendement et son fonctionnement soient très proches de la dernière simulation. Le modèle Solarmax 4200 S est donné pour 3,8 kWac avec un rendement européen de 95,8 %. Avec cet onduleur, le système produit 3 854 kWh/an pour un PR de 84,1 %. On a gagné 1 kWh annuel grâce à la non-saturation de

Copyright © 2009 Dunod.

l'onduleur mais certainement perdu légèrement en efficacité dans les basses puissances, ce qui explique la différence minime.

On ne remarque plus de problème de saturation (figure 4.7) mais par contre quelques points dépassent la puissance du champ de 2,9 kW : en abscisse on voit la production monter parfois à 3 ou 3,2 kW. En hiver, grâce à la neige augmentant l'irradiance par réflexions et la température basse, le système atteindra et dépassera même sa puissance STC quelques fois dans la saison. Cet exemple montre un comportement particulier des systèmes photovoltaïques montés en altitude. Dans ces régions, de même que dans les pays nordiques, la température basse et la neige font fonctionner le champ au-delà de ses performances STC. Encore faudrait-il que les panneaux ne soient pas recouverts de cette même neige pour bénéficier de ces moments de forte puissance. Dans tout dimensionnement de système en altitude ou pays froid, on tiendra compte de ces conditions et souvent on essayera de monter les panneaux avec une inclinaison plus importante pour privilégier les conditions hivernales avec l'albédo favorable de la neige.

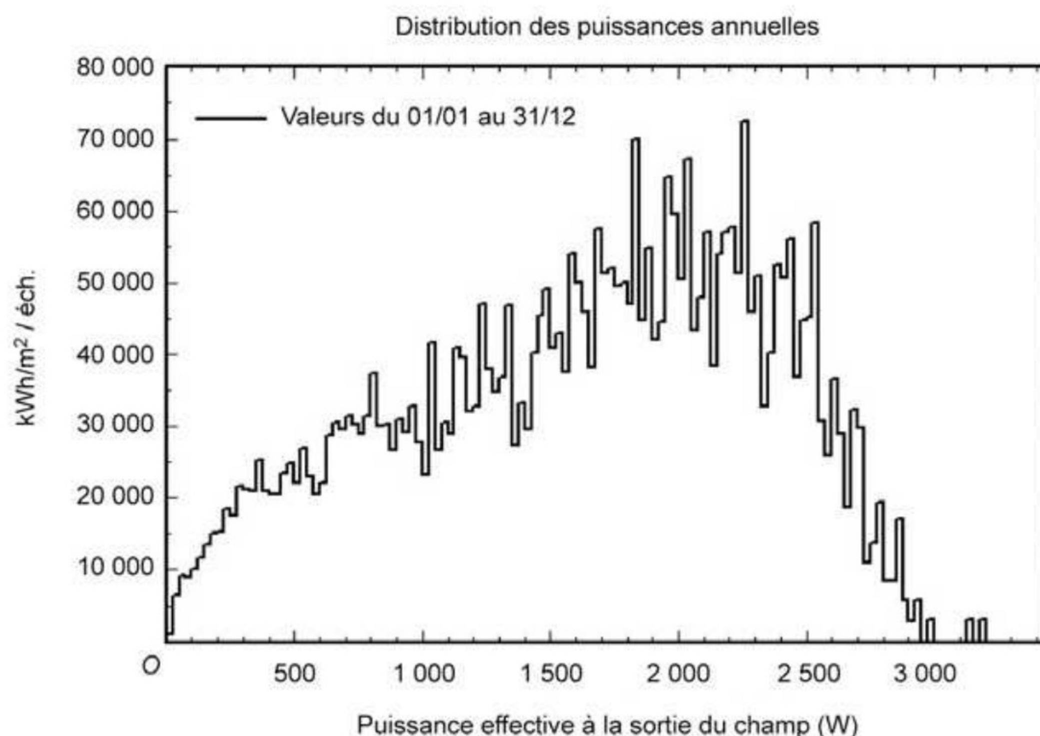


Figure 4.7 – Système PV individuel de 2,9 kW à Davos : distribution de la production annuelle avec un onduleur de puissance supérieure à celle du champ.

En gardant ici les mêmes paramètres mais en inclinant la toiture à 55° (très pentu), le système en altitude produit annuellement 3 914 kWh/an avec un PR de 84,3 %, soit + 60 kWh ou 1,5 % de plus qu'à 30°.

Cette dernière simulation (figure 4.8) montre que le système peut produire jusqu'à 3,45 kW instantanés avec 2,9 kW de panneaux (STC). L'effet de l'albédo est donc très net : le nombre de moments où la puissance dépasse celle STC est encore plus important.

© Dunod – La photocopie non autorisée est un délit.
Copyright © 2009 Dunod.

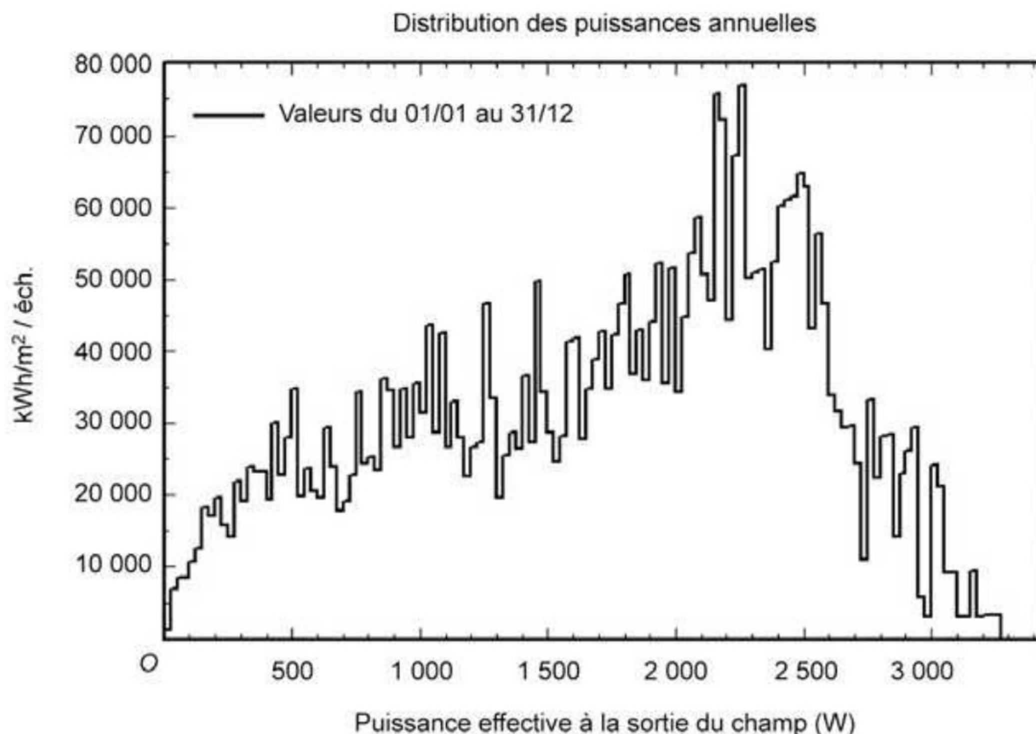


Figure 4.8 – Système PV individuel de 2,9 kW à Davos : distribution de la production annuelle avec un onduleur de puissance supérieure à celle du champ et toiture à 55°.

4.3.2 Dimensionnement d'un système complet

■ Étude préliminaire

Au stade d'un avant-projet, l'étude préliminaire permettra d'évaluer ce que devrait produire la centrale projetée et d'avoir une idée des coûts et des composants nécessaires. Pour évaluer les performances d'une centrale solaire, on utilise en général la quantité annuelle d'énergie produite (en kWh) divisée par la puissance crête du système (en kW), appelée *densité d'énergie* du système, et chiffrée en heures. Ces heures correspondent au temps de fonctionnement effectif à la puissance nominale. Elles dépendent de la qualité du système (rendement, pertes…) et du gisement solaire du lieu. On peut comparer ce chiffre avec la durée annuelle de fonctionnement d'une centrale classique utilisant une source d'énergie conventionnelle. Certains pays publient en fin d'année la densité moyenne d'énergie de tous leurs systèmes connectés au réseau.

Il est intéressant de connaître ce qu'une surface photovoltaïque à disposition pourra produire annuellement en fonction du budget disponible afin de chercher à optimiser les revenus compte tenu des conditions de rachat de l'électricité. Pour étayer cette démarche, nous présentons ci-dessous un exemple de petite centrale avec les différentes étapes de calcul en utilisant le logiciel PVsyst pour déterminer la production énergétique pour trois types de panneaux différents.

■ Toiture photovoltaïque intégrée de 450 m^2

Un propriétaire de magasin à la toiture bien orientée (30 m × 15 m, inclinée à 20° et plein sud) dans la région de Limoges désire connaître ce que pourrait rapporter

Copyright © 2009 Dunod.

la solarisation de cette surface en fonction de différents types de panneaux solaires. Nous présentons ici l'étude avec des ordres de grandeur de coûts réalistes au début de 2009 ; il est probable que ceux-ci devraient baisser au fur et à mesure que l'offre en panneaux s'élargit et que les coûts de fabrication baissent.

On part de l'hypothèse que toute la surface sud de la toiture sera couverte de panneaux et que la surface totale pourrait légèrement déborder si la taille totale du champ photovoltaïque était trop grande. Dans ce dernier cas, des tôles de finition de couverture spéciales seraient à prévoir.

Toutes les figures présentées dans cet exemple sont tirées du logiciel PVsyst déjà présenté ci dessus.

□ Choix des panneaux et de l'onduleur

On compare trois technologies différentes avec des coûts et rendements différents pour offrir un choix assez large à ce client potentiel. Par exemple, une offre « couches minces » avec des Sulfurcell à technologie CIGS de 61 W, une offre « standard » avec des panneaux polycristallins SolarFabrik 130 W et une offre avec le haut de gamme actuel, soit des monocristallins Sunpower 315 W.



Figure 4.9 – Système à support Solrif en cours de montage : les panneaux sont disposés comme des tuiles avec leur cadre supérieur se glissant sous la rangée de panneaux supérieure. (Photo www.dynatex.ch).

Supports d'intégration

Les deux premiers types de panneaux sont disponibles avec un cadre de type Solrif (figure 4.9) qui permet une intégration parfaite, les panneaux étant montés comme des tuiles. La largeur du panneau monté au format paysage est alors celle du laminat (module sans cadre) augmentée de 29 mm. La hauteur reste celle du laminat, le cadre supérieur étant glissé sous la rangée des panneaux supérieurs. Pour les Sunpower,

© Dunod – La photocopie non autorisée est un délit.
Copyright © 2009 Dunod.

on prévoit un support aluminium qui impose que les panneaux soient distants de 1 cm latéralement pour laisser la place aux boulons de serrage. L'étanchéité est dans ce dernier cas réalisée par une sous-couverture en matière synthétique. La figure 4.10 présente un tel système de fixation en cours de montage avec sa couche de protection en matière plastifiée (les cellules sur la photo sont des monocristallines « standard » avec une grille de métallisation avant et non des Sunpower). Il reste à terminer la liaison à la toiture avec une tôle de protection fabriquée sur mesure par un couvreur.



Figure 4.10 – Système à support PVtec en cours de montage : les panneaux sont fixés à des rails en aluminium, l'étanchéité étant assurée par une sous-couche plastique. (Photo www.pvluberon.com).

Copyright © 2009 Dunod.

☐ Tension de fonctionnement du champ photovoltaïque

Le nombre de panneaux connectés en série produit une tension de puissance maximale du champ (Vm) qui doit se trouver à tout moment dans la plage de fonctionnement du MPPT de l'onduleur pour que :

- en valeur minimale, à 60 °C, cette tension Vm soit encore dans la plage du MPPT de l'onduleur ;

– en valeur maximale à – 10 °C, la tension ouverte du champ (Voc) soit inférieure à la tension d'isolement des panneaux (valeur typique 700 à 1 000 V) et inférieure à la tension maximale que supporte l'onduleur (valeur typique environ 100 à 200 V au-dessus de la plage du MPPT).

Ces deux paramètres sont valables pour des systèmes en pays tempérés où en été, les panneaux atteindront assez souvent 60 °C alors qu'en hiver, si l'onduleur n'a pas démarré, on peut rencontrer une température de – 10 °C avec les panneaux à leur tension ouverte. Pour un système en pays chaud, on peut décaler de 10 °C vers le haut ces deux critères. Pour un système en pays froid, il faudra par contre tenir compte des températures très basses et du comportement en puissance du champ avec l'albédo de la neige (cf. paragraphe précédent).

□ Tension d'isolement et mises à la terre

Le critère de tension d'isolement est important pour garantir la sécurité des personnes. Si un cadre n'est pas proprement lié à la terre et qu'un courant de fuite le fait passer à une tension continue de quelques centaines de volts, l'ensemble devient dangereux.

Ces problèmes d'isolement sont maintenant bien maîtrisés par la majorité des fabricants. Au début des premières centrales connectées au réseau, un grand fabricant japonais a dû échanger 100 kW de panneaux montés sur une barrière d'autoroute en Suisse centrale. Des courants de fuites trop importants avaient été mesurés et par précaution, tous les panneaux ont été changés.

Pour le choix de l'onduleur du champ de panneaux Sunpower, celui-ci doit incorporer un transformateur d'isolement. Les cellules Sunpower ont une construction différente des cellules traditionnelles : pour éviter l'ombrage de la grille avant, la cellule est complètement fabriquée en face arrière avec un entrelacement de zones n et p réalisant les champs électriques séparant les charges positives et négatives générées par les photons de lumière (cf. cellules « back contact », § 3.1.1). Dans un champ photovoltaïque de quelques centaines de volts utilisant ces panneaux, un très petit courant de fuite s'écoule de la surface des cellules vers la terre et le cadre : dans ce cas, il reste en surface des cellules des électrons (charges négatives) qui ont tendance à attirer des charges positives (trous) générés par les photons, ce qui empêche ceux-ci de passer par le contact arrière et dégrade alors les performances de la cellule. Pour éviter cet effet, on relie le pôle positif du champ à la terre et tout le système est alors polarisé en tension négative par rapport à la terre. Cette nécessité de mise à terre impose le choix d'un onduleur à transformateur, caractéristique qui fait baisser légèrement le rendement global. Les onduleurs sans transformateur ont un rendement plus élevé mais ils imposent un champ flottant : durant leur fonctionnement, pour garantir la sécurité, on mesure en permanence toute fuite de courant du champ vers la terre.

Au moment de la rédaction de ce document (printemps 2009), il n'était pas autorisé en France de mettre à terre un des pôles d'un champ photovoltaïque, ce qui en principe empêche l'utilisation de panneaux Sunpower ou de panneaux couches-minces à électrodes transparentes TCO sur substrat verre. Pour les panneaux à

© Dunod – La photocopie non autorisée est un délit.
Copyright © 2009 Dunod.

Si amorphe, CIS ou Cd-Te utilisant ces contacts, une corrosion[1] à partir d'ions de sodium (présents dans le verre) et en présence d'eau peut causer une délamination (décollement des couches minces) de l'oxyde d'étain déposé sur le verre et formant l'électrode avant. Pour éviter cet effet de corrosion électrolytique, on peut mettre le pôle négatif du champ de panneaux à la terre, ce qui actuellement n'est pas permis en France. Ces deux phénomènes restreignent fortement le choix des panneaux utilisables en France. Espérons que les normes évoluent et que cette pratique de polarisation du champ soit autorisée dans le futur. Il est de notoriété publique qu'EDF a investi des sommes considérables dans un fabricant américain de modules à couches minces utilisant ce type d'électrodes. Il serait étonnant que ces modules soient utilisés dans de grands systèmes sans polarisation protectrice. Pour les panneaux couches minces ou à cellules cristallines, des problèmes de corrosion peuvent également provenir de la qualité du joint entourant le laminat : ce joint doit être très bien réalisé pour garantir la durabilité des derniers contacts proches des bords. Beaucoup de problèmes liés à la corrosion proviennent de la qualité d'encapsulation des cellules et de leur propreté durant cette étape de fabrication. Les parties critiques sont les bords des panneaux et le passage des fils de connexions où la qualité des joints doit être particulièrement soignée.

☐ Rendement de l'onduleur

Les autres critères de choix de l'onduleur sont tout d'abord un rendement le plus élevé possible pour générer un maximum d'énergie : ce critère augure également de la qualité intrinsèque de l'électronique qui devrait être meilleure si elle produit moins de pertes génératrices de chaleur. La courbe de rendement est également importante : on a intérêt à avoir un appareil fonctionnant à haut rendement dès les plus petites puissances, le champ fonctionnant souvent à puissance partielle par temps couvert ou en début et fin de journée.

☐ Résumé : caractéristiques de l'onduleur

La figure 4.11 montre les caractéristiques résumées d'un onduleur. On voit immédiatement la plage de fonctionnement du MPPT (400-800 V), la tension maximale admissible (900 V) et les caractéristiques de puissance (45 à 52 kW en continu pour 35 à 38 kW alternatifs). Un paramètre de choix important est le rendement européen (95,5 %) qui tient compte du fonctionnement « moyen » de l'onduleur à des latitudes tempérées tenant compte des irradiances moyennes rencontrées. Ce rendement est la moyenne pondérée d'un fonctionnement annuel : en notant E80 le rendement à 80 % de puissance nominale, le rendement européen est :

$$\text{EuroEff} = 0{,}03 \times E5 + 0{,}06 \times E10 + 0{,}13 \times E20 + 0{,}1 \times E30 + 0{,}48 \times E50 + 0{,}2 \times E100$$

1. C.R. Osterwald *et al. NREL Accelerated Stress Testing of Thin-Film Modules with* SnO_2 *Transparent Conductors.*

Copyright © 2009 Dunod.

Grid Inverter Definitions

General Data | Efficiency curve | Sizes | Commercial

Model: SOLARMAX 35S — Manufacturer: Sputnik
File name: Sputnik_SOLMAX35S.OND — Data Source: pub

Input side (DC PV field)
Minimum MPP Voltage 400 V
Maximum MPP Voltage 800 V
Maximum PV Voltage 900 V
Min. Voltage for PNom N/A V
Power Threshold 100.0 W
Nominal PV Power 45 kW
Maximum PV Power 52 kW
Maximum PV Current 78 A

Operating mode: MPPT / Fixed Voltage

Blue values : Indicative only, not used in the simulation

Output side (AC grid)
Type: Monophased / Triphased
Frequency: 50 Hz / 60 Hz
Grid Voltage 400 V
Nominal AC Power 35 kW
Maximal AC Power 38 kW
Nominal AC Current 54 A
Maximum AC Current 59 A

Behaviour at Nominal Power: Power limitation / Cut / Cut up to evening

Behaviour at Vmin/Vmax: Limitation / Cut

Efficiency
Maximal efficiency 96.5 %
European normalised average efficiency : 95.5 %

Export to table | Print | Cancel | OK

Figure 4.11 – Caractéristiques d'un onduleur.

☐ Simulation de l'installation photovoltaïque complète

Avec les données caractéristiques des panneaux choisis, on prépare une feuille de calcul résumant les choix possibles de couverture solaire. Le tableau 4.3 présente ces valeurs.

Tableau 4.3 – Remplissage d'une toiture solaire.

Panneau solaire	Largeur (m)	Hauteur (m)	Nombre en largeur		Nombre en hauteur	
			Max	Arrondi	Max	Arrondi
Sulfurcell SCG60HV	1,296	0,656	23,1	23	22,9	23
Solarfabrik SF130/4	1,487	0,663	20,2	20	22,6	22
Sunpower SPR 315	1,076	1,559	27,9	28	9,6	9

Pour les modules Sunpower, on dépasse légèrement en largeur. Pour les trois panneaux choisis, on a intégré les dimensions tenant compte du support.

Copyright © 2009 Dunod.
© Dunod – La photocopie non autorisée est un délit.

Le tableau 4.4 résume les caractéristiques des trois champs photovoltaïques. Il faut ensuite trouver un onduleur qui permette d'exploiter correctement ce nombre de panneaux.

Tableau 4.4 – Caractéristiques des champs photovoltaïques

Panneau solaire	Puissance (W)	Nombre total	Puissance (kW)	Rendement total (%)
Sulfurcell SCG60HV	61	529	32,3	7,17
Solarfabrik SF130/4	130	440	57,2	12,71
Sunpower SPR 315	315	252	79,4	17,64

Le rendement indiqué est le rendement STC (1 000 W/m^2 et 25 °C) du champ complet incluant les supports. Il faut noter que plus le coût des panneaux diminuera, plus les coûts annexes de montage, supports et câblage deviendront proportionnellement importants, ce qui handicape les panneaux à faible rendement pour qui ces coûts sont plus importants.

Dans le cas présenté ici pour des panneaux montés sur une toiture de dimension donnée, avec les modules à haut rendement, les coûts annexes par W seront nettement plus faibles :

- l'infrastructure du chantier (échafaudage, protections, personnel de montage…) sera la même ;
- les frais de câblage seront moins élevés (moins de panneaux, moins de câbles) ;
- les frais de montage seront moins élevés (moins de modules à manipuler, tri éventuel plus facile).

Lorsqu'on compare le rapport des rendements Sunpower/Sulfurcell de 2.4 et que l'on tient compte encore du rapport défavorable des coûts annexes, les panneaux couches minces doivent être nettement moins chers pour être financièrement intéressants. C'est le cas pour de grandes centrales en campagne et nous calculerons le prix de l'électricité produite au chapitre 4.7.

La figure 4.12 montre les caractéristiques du premier panneau Sulfurcell.

Les paramètres présentés sont ceux du constructeur mesurés aux conditions STC ainsi que ceux utilisés par le logiciel pour sa simulation. En choisissant un module « couches minces » il faut tenir compte de la petite puissance qui fait augmenter le nombre de modules à monter pour une puissance donnée et du petit courant de fonctionnement. Ce panneau génère sa puissance à relativement grande tension (52,5 V) et petit courant (1,52 A), ce qui va multiplier le nombre de chaînes de panneaux en parallèle. Les panneaux cristallins actuels fournissent en général des courants de 5 à 8 A, ce qui limite le nombre de chaînes en parallèle et abaisse les coûts de câblage.

La figure 4.13 montre les paramètres du champ de panneaux Sulfurcell couplé à un onduleur Solutronic de 30 kW. On a réussi à monter 528 panneaux sur 529 possibles. Le système est composé de 44 chaînes de douze panneaux en série.

Copyright © 2009 Dunod.

Figure 4.12 – Caractéristiques du panneau photovoltaïque Sulfurcell.

Figure 4.13 – Caractéristiques principales du système photovoltaïque Sulfurcell/Solutronic.

Copyright © 2009 Dunod.
© Dunod – La photocopie non autorisée est un délit.

À partir de ce stade on peut lancer la simulation qui génère un rapport détaillé nous permettant d'optimiser le dimensionnement. Le premier pas peut être de changer l'onduleur pour essayer d'en trouver un plus performant. Dans une deuxième phase, on s'intéressera plus en détail aux pertes du champ de panneaux (cf. « Optimisation du système »).
La figure 4.14 présente les résultats de cette simulation.

PVSYST V4.3		25/01/09	Page 1/2

Système couplé au réseau: Résultats principaux

Projet :	**Grid-Connected Project at Limoges**
Variante de simulation :	**Limoges - Sulfurcell Solutronic 30kW**

Principaux paramètres système	Type de système	**Couplé au réseau**		
Orientation plan capteurs	inclinaison	20°	azimut	0°
Modules PV	Modèle	SCG 60-HV	Pnom	60 Wp
Champ de capteurs	Nombre de modules	528	Pnom total	**32 kWp**
Onduleur	Modèle	SolPlus 300	Pnom	30 kW ac
Besoins de l'utilisateur	Charge illimitée (réseau)			

Principaux résultats de la simulation				
Production du système	**Energie produite**	**36.5 MWh/an**	Spécifique	1151 kWh/kWc/an
	Indice de performance (PR)	83.2 %		

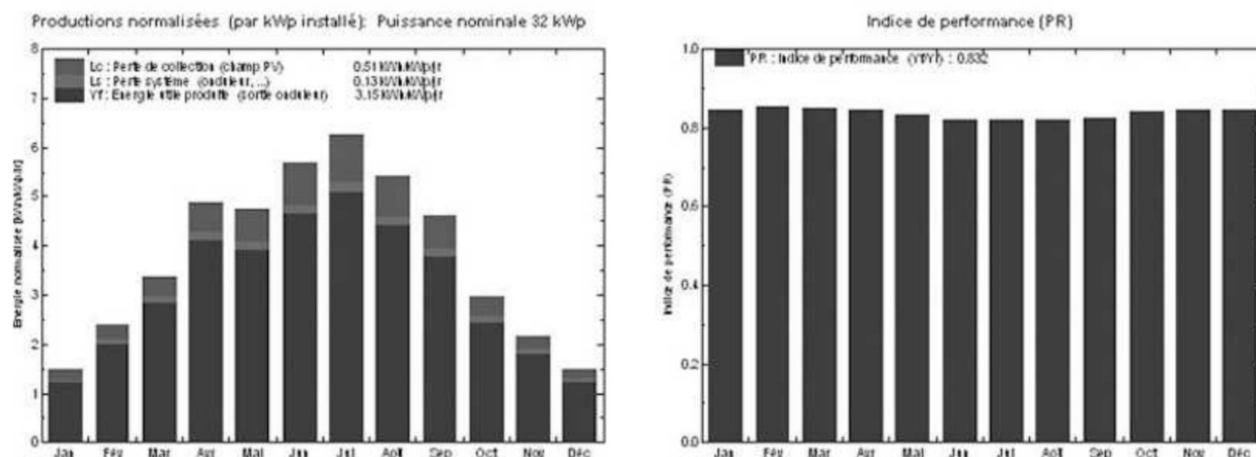


Figure 4.14 – Résultats principaux de la simulation avec des modules « couches minces ».

Trois paramètres essentiels apparaissent dans ce rapport.

– L'énergie annuelle produite (36,5 MWh) simulée à partir des données d'irradiance de Limoges et des caractéristiques du système monté sur la toiture inclinée à 20° et orientée plein sud.
– La même énergie mais spécifique, c'est-à-dire divisée par la puissance installée. Cette valeur (1 151 kWh/kWc/an) correspond au nombre d'heures annuelles où le système fonctionne à sa puissance nominale. Typiquement le même système au nord de la France produira environ 900 à 1 000 heures et 1 300 à 1 400 heures en Provence.
– L'indice de performance (PR) de 83,2 % est une mesure de qualité générale du système et présente le rendement global en fonction de la puissance installée.

Copyright © 2009 Dunod.

Cette valeur est en général plus élevée pour les modules « couches minces » qui sont d'ordinaire plus performants à faibles irradiances et sous rayonnement diffus (spectre plus bleu, chapitre 2). Pour une puissance installée nominale, ces modules génèrent annuellement facilement 5 à 8 % plus d'énergie que les panneaux cristallins. Cette différence s'accentue dans les pays du Nord où la part d'énergie diffuse est plus importante que la part directe. Globalement, lorsqu'un système présente un PR supérieur à 80 %, on peut considérer que le dimensionnement est correct.

La figure 4.15 présente le diagramme de pertes du système global.

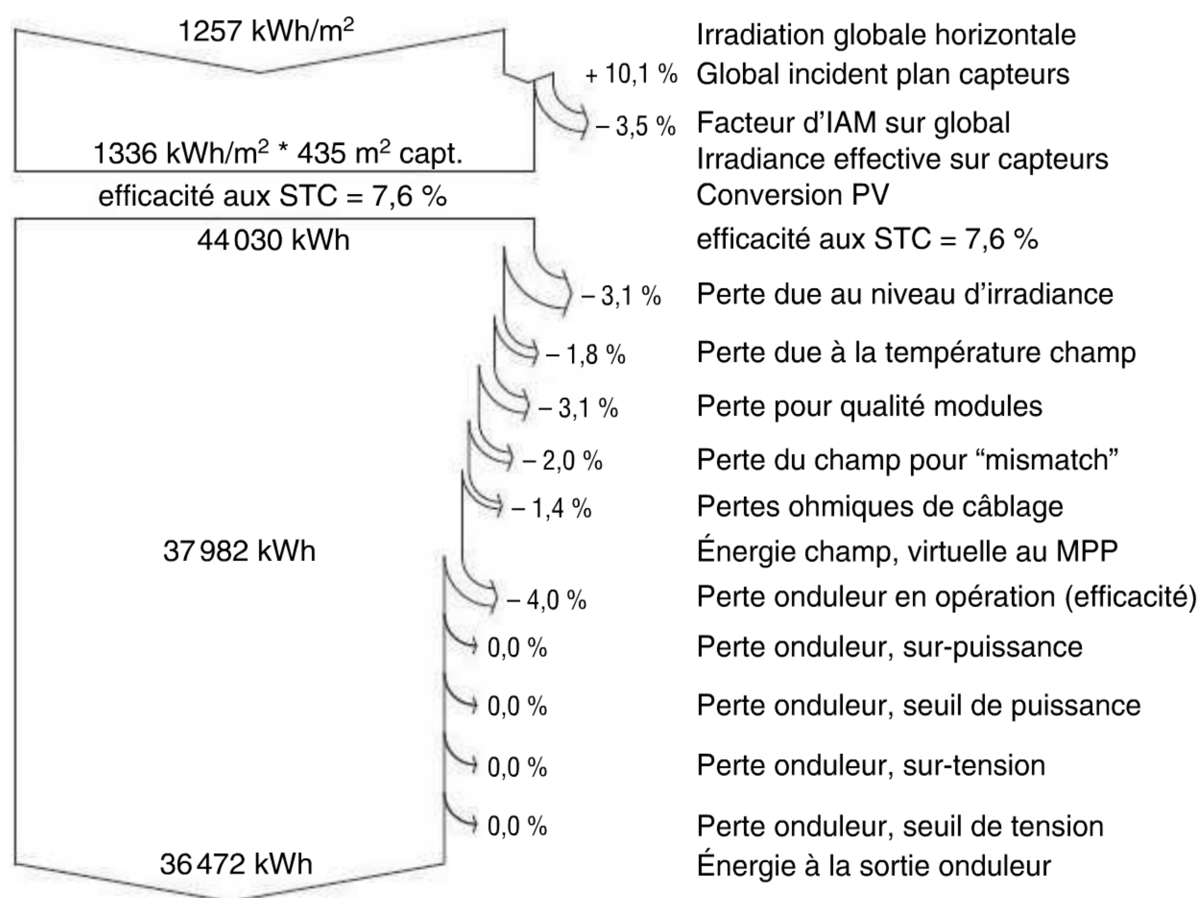


Figure 4.15 – Diagramme des pertes sur l'année entière (panneaux couches minces).

Les différents paramètres composant les pertes de ce système sont détaillés ainsi :

- + 10,1 % correspond au gain d'inclinaison de 20° de la toiture par rapport à l'irradiance horizontale (l'optimum est de 30° à cette latitude) ;
- – 3,5 % facteur IAM (Incidence Angle Modifier) est une mesure de pertes dues aux réflexions de la lumière lorsque celle-ci n'est pas perpendiculaire au panneau ;
- – 3,1 % perte due au niveau d'irradiance correspond au système n'ayant pas encore démarré lorsque la lumière est trop faible. Cette perte provient des

Copyright © 2009 Dunod.
© Dunod – La photocopie non autorisée est un délit.

pertes parallèles (shunt) des cellules. Les autres pertes du champ photovoltaïque considérées dans cette simulation sont des valeurs moyennes et seront modifiées dès que des valeurs plus précises seront disponibles.

– Les pertes de l'onduleur enfin nous permettent de vérifier le dimensionnement correct : on voit ici que la seule perte mentionnée est celle due au rendement effectif de l'appareil.

Le tableau 4.5 résume les caractéristiques des trois toitures possibles, selon la technologie des panneaux, avec leurs premières simulations.

Tableau 4.5 – Toiture solaire : trois choix possibles.

Panneaux				
Fournisseur	Sulfurcell	Solarfabrik	Sunpower	Unité
Type	SCG60HV	SF130/4	SPR 315	
Puissance	60	130	315	W
Vmp module (STC)	41,5	17,72	54,7	V
Imp module (STC)	1,45	7,34	5,76	A
Nombre en série	12	22	12	
Vmp champ (60 °C)	423	340	582	V
Voc champ (– 10 °C)	684	541	838	V
Chaînes parallèles	44	20	21	
Quantité	528	440	252	
Puissance champ	31,7	57,2	79,4	kW
Onduleur				
Fournisseur	Solutronic	Sunway	Sunway	
Type	SolPlus 300	TG 75-ES	TG82/800	
Puissance	30,0	50,0	63,0	kW
Rendement européen	96,0	95,8	95,5	%
Simulation				
Indice de performance	83,2	79,9	79,8	%
Énergie annuelle produite	36,5	63,2	87,7	MWh/an
Énergie spécifique	1 151	1 105	1 104	kWh/kWc

Copyright © 2009 Dunod.

Optimisation du système définitif

En faisant l'hypothèse que le propriétaire du magasin peut financer la solution à panneaux cristallins traditionnels, on va s'intéresser de plus près aux pertes pour essayer d'améliorer la production prévue. La figure 4.16 présente ces pertes.

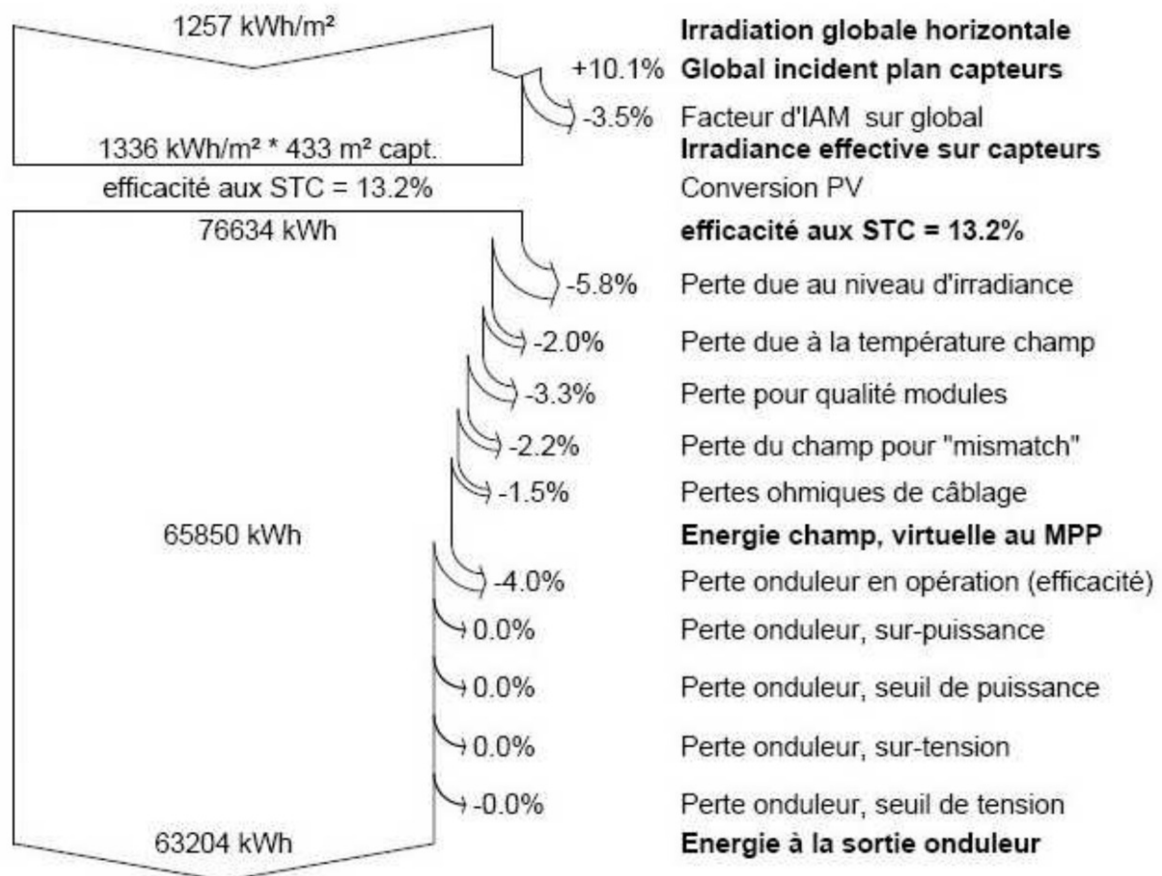


Figure 4.16 – Diagramme des pertes sur l'année entière (panneaux cristallins).

Les pertes sur lesquelles on peut agir sont au nombre de trois.

Perte pour qualité modules

En s'assurant que le fabricant nous livre des modules en garantissant leur puissance, cette perte peut être ramenée à 0.

Perte du champ pour « mismatch »

Elle provient de la dispersion des caractéristiques des panneaux qui peuvent avoir des courants et tensions différents à leurs puissances maximales. Si on dispose des courbes de mesure (flash tests), on peut appairer mieux les panneaux pour mettre en série des courants identiques et essayer d'atteindre une tension Vmp uniforme entre les différentes chaînes. Raisonnablement, cette perte devrait pouvoir être ramenée à moins de 1 %.

© Dunod – La photocopie non autorisée est un délit.
Copyright © 2009 Dunod.

Pertes ohmiques de câblage

Ces pertes sont aisément améliorables en montant une section de câblage suffisante et en supprimant les diodes séries anti-retour souvent montées dans les chaînes de panneaux. On a vu au paragraphe 3.1.4 que les panneaux sont protégés contre les « hot-spots » par des diodes parallèles câblées chaque 15 à 20 cellules. Ces diodes sont dimensionnées pour supporter en direct un courant équivalent à 1,5 ou 2 fois celui du panneau. Mais si plusieurs chaînes sont connectées en parallèles, en cas de hot-spot, le courant inverse fourni à la zone ombragée peut provenir de l'ensemble des chaînes et dépasser celui du panneau, ce qui peut faire claquer une diode de protection entraînant ensuite la destruction des cellules non protégées. Pour éviter ce problème, on monte parfois une diode en série avec chaque chaîne de panneaux occasionnant alors une perte de tension. L'alternative proposée par les fabricants d'onduleurs est de monter un fusible de valeur supérieure au courant direct maximal de chaque chaîne : en cas de hot-spot, le courant inverse fera claquer le fusible avant de dépasser la valeur maximale des diodes de protection parallèles. On présente à la figure 4.17 une telle boîte de connexion multi-chaînes en cours de montage : chaque string (chaîne de modules en série) est protégé par un fusible et un galvanomètre à aiguille indique le courant ; on visualise immédiatement si une chaîne fournit moins de courant que sa voisine. L'ensemble est encore suivi par modem et informatique : c'est le fournisseur de l'onduleur qui va automatiquement à distance suivre le système et prévenir l'exploitant de la centrale si un string fournit moins de puissance que ses voisins.

Cette boîte de connexion de strings présente les composants typiques de ces équipements.

- À gauche en haut (1), deux varistances sont montées en parafoudre (pôles plus et moins contre la terre).
- À droite en haut (2), le grand circuit supporte les galvanomètres et fusibles de chaînes.
- Au dessous à gauche (3), le bornier des câbles « grande section » de sortie vers l'onduleur.
- Vers la droite (4), un interrupteur général DC permet d'ouvrir la liaison vers l'onduleur.
- Ensuite (5) les borniers négatifs.
- Enfin vers la droite (6), le circuit contenant les sondes de courant avec traitement informatique des données pour le suivi à distance.

En reprenant la simulation, nous choisissons une perte de 0 % pour le rendement minimal et de 1 % pour le mismatch (appairage des puissances maximales). Pour les pertes ohmiques, nous choisissons le modèle de boîte de connexion à fusibles et estimons les longueurs moyennes de câblage.

- Chaque panneau utilise un câble de section 4 mm^2 et 2 m de longueur, soit 44 m pour les 22 modules en série et on estime à 26 m la longueur moyenne jusqu'à la boîte de connexion, soit 70 m pour chaque chaîne. Le câble choisi est du même type que celui des panneaux, du câble « radox » sans halogène à

Copyright © 2009 Dunod.

double isolation et section de 4 mm². Le logiciel calcule que la résistance des 20 chaînes parallèles correspond à 19,3 mOhm.

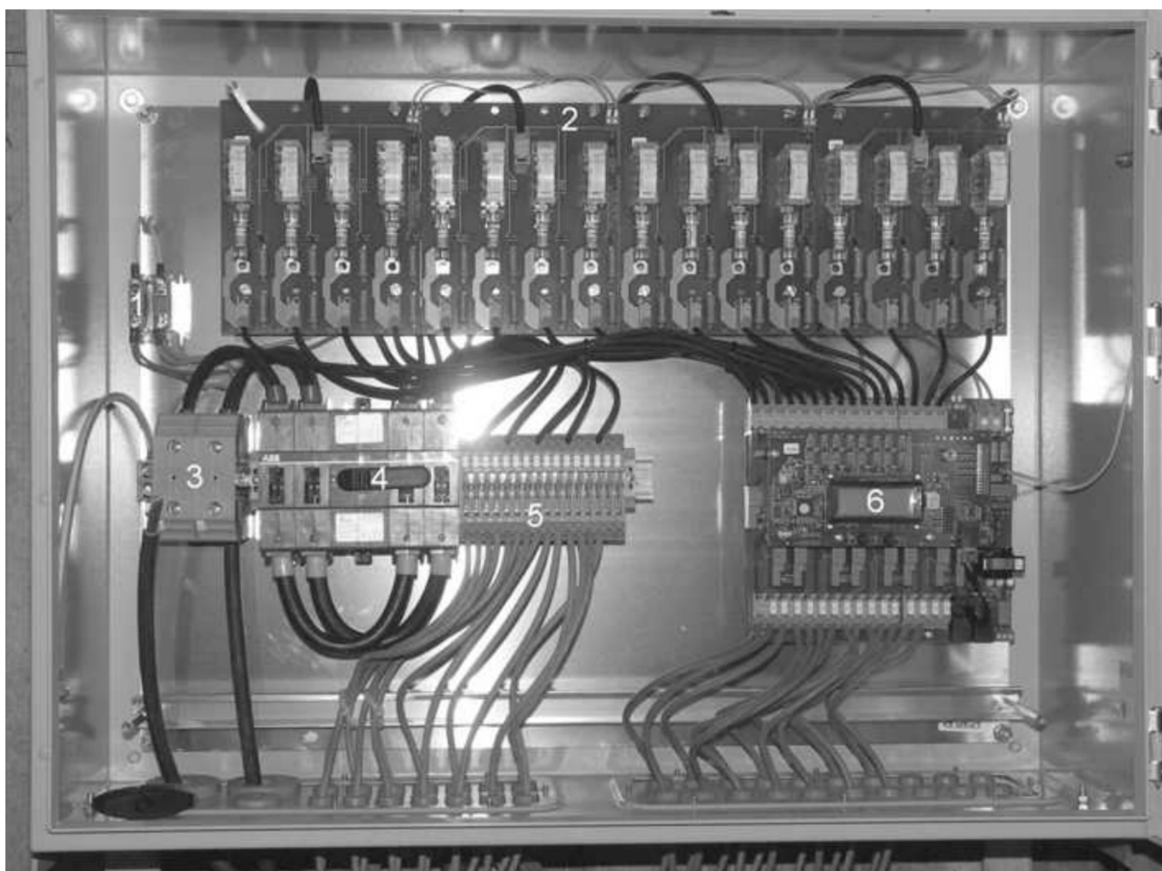


Figure 4.17 – Boîte de connexion de chaînes de panneaux avec protections et contrôle des courants par modem (système Solarmax).

– Ensuite les câbles reliant les sorties des deux boîtes de connexions vers l'onduleur sont choisis de section 35 mm² (courant STC de 73,4 A pour dix chaînes en parallèle), ce qui correspond à 3,14 mOhm supplémentaires.
– Les pertes ohmiques totales sont ici de 0,8 %.

Nous sommes alors prêts à refaire la simulation que nous présentons au tableau 4.6. Le gain de performances est de 5,1 %, valeur non négligeable lorsque l'électricité est rachetée à un prix élevé.

Tableau 4.6 – Optimisation des pertes du champ photovoltaïque.

Pertes	standard	après optimisation	
Indice de performance	79,9	84,0	%
Énergie annuelle produite	63,2	66,5	MWh/an
Énergie spécifique	1 105	1 162	kWh/kWc

© Dunod – La photocopie non autorisée est un délit.
Copyright © 2009 Dunod.

4.4 Centrale photovoltaïque en terrasse ou plein champ

Ce type de montage est utilisé pour les plus grandes centrales photovoltaïques disposées en pleine nature (figure 4.19) ou sur des toitures plates.

4.4.1 Groupement en sheds

Pour connecter ensemble un grand nombre de panneaux, il faut veiller à équilibrer les courants et tensions si on veut exploiter la plus grande puissance possible. Sur la base des caractéristiques mesurées des panneaux, on groupe en série les panneaux de même courant nominal en veillant à égaliser la somme des tensions à puissance nominale de chaque chaîne. L'orientation des panneaux sera la même pour éviter qu'un panneau moins éclairé ne limite le courant de sa série. La figure 4.18 présente les paramètres définissant les grandeurs utiles aux calculs d'ombrage de sheds. Le but de ce calcul est de trouver un optimum entre pertes d'ombrages et gain d'inclinaison pour une densité surfacique choisie de panneaux : si au départ on décide d'incliner les modules à 30° (optimum européen), on définira une puissance maximale installée avec des pertes d'ombrage de quelques %. Le compromis sera un choix entre puissance installée maximale et pertes d'ombrage acceptables pour le client.

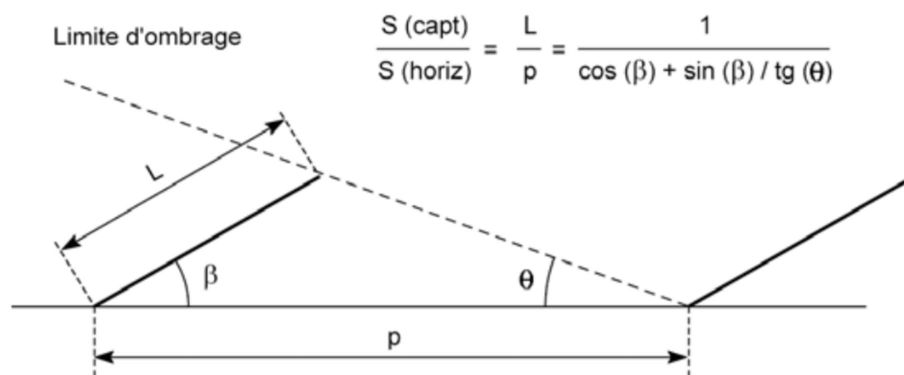


Figure 4.18 – Sheds : angle limite d'ombrage et surface occupée.

Nous avons défini au paragraphe 4.2.2 quelques règles pour l'assemblage des panneaux en un champ photovoltaïque. Ces principes restent ici valables avec en supplément la répartition des panneaux sur la surface à disposition. Dans le cas de systèmes en terrasse ou champ libre disposés en sheds, l'utilisation de la surface dépendra des pertes admises lorsque le Soleil est rasant et produit de l'ombre d'un shed sur l'autre. Pour limiter l'effet de ces ombrages, on veillera si possible à connecter les panneaux en séries horizontales pour qu'un panneau partiellement ombré ne limite pas le courant d'un panneau complètement au Soleil. On gardera alors la recommandation d'ajouter une diode en série avec chaque chaîne de panneaux ou mieux un fusible pour qu'une chaîne ombrée en début ou fin de journée ne perturbe pas les autres panneaux en plein Soleil.

Pour optimiser l'énergie annuelle en fonction d'une surface de terrain ou terrasse à disposition, on jouera sur l'inclinaison des capteurs et la distance entre les sheds en

Copyright © 2009 Dunod.

tenant compte des conditions climatiques locales et des irradiances lorsque le Soleil est bas sur l'horizon. À partir de la simulation, on peut calculer plusieurs cas de figure très rapidement et choisir l'optimum désiré. Il est évident que si la surface est limitée, l'optimum sera de réduire l'inclinaison et de tolérer quelques pour-cent de pertes par rapport au maximum sans ombrage et limite de surface. La réduction de l'inclinaison a d'autres avantages :

– les supports peuvent être plus petits, donc moins chers ;
– la sensibilité au vent est moins élevée ;
– la puissance installée est beaucoup plus élevée ;
– le rendement diffus est meilleur, caractéristique qui favorise les panneaux couches minces qui ont une meilleure sensibilité dans les bleus ;
– l'impact architectural est diminué, donc plus acceptable.

Le tableau 4.7 montre un exemple d'utilisation de surface donnée pour quelques lieux de latitudes diverses.

Tableau 4.7 – Taux de couverture de centrales à sheds.

	Inclinaison (°)	30	20	10	5
	Taux de couverture	45,5	54,0	69,1	81,4
	Puissance relative (%)	100	119	152	179
Lieu, latitude					
Hambourg (D) 53,30 °	**Pertes (%)**	0	1,4	4,5	7,0
	Énergie finale (%)	100	117	145	166
Bourges (F) 47,04 °	**Pertes (%)**	0	1,2	4,2	6,5
	Énergie finale (%)	100	118	146	167
Barcelone (E) 41,32 °	**Pertes (%)**	0	1,2	4,9	7,3
	Énergie finale (%)	100	118	145	166
Alger (Al) 36,34 °	**Pertes (%)**	0	0,7	4,0	6,2
	Énergie finale (%)	100	118	146	168
Bombay (Inde) 19,17 °	**Pertes (%)**		0	1,3	3,4
	Énergie finale (%)		100	133	161

Le taux de couverture est le rapport entre la surface des capteurs et la surface à disposition. Les quatre premiers exemples ont une inclinaison optimale de 30°, c'est la référence utilisée. Pour Bombay, l'optimum de 20° est pris comme référence.

© Dunod – La photocopie non autorisée est un délit.
Copyright © 2009 Dunod.

L'optimisation du système dépendra ensuite des coûts des supports et de la facilité du montage. Pour des centrales en pays froid, on laisse souvent un espace important au pied des panneaux où la neige peut s'accumuler sans ombrer la dernière rangée de capteurs.

Les pertes indiquées sont globales pour des sheds de longueur infinie et ne tiennent pas compte de la géométrie du câblage. Si l'on tient compte de sheds finis, les pertes aux extrémités sont plus faibles et si le site s'y prête, avec une longueur des sheds correspondant à un multiple entier d'une chaîne de panneaux, alors les pertes par ombrage peuvent être fortement diminuées en câblant les chaînes par rangées horizontales. C'est l'option qui a été choisie pour une centrale récente de 1 MW à Verbois près de Genève. La figure 4.19 montre un détail des sheds qui comprennent quatre rangées de modules. Sur ce détail on remarque en particulier la structure portante qui est constituée d'ancrages au terrain en béton avec supports panneaux en sapin Douglas provenant des forêts régionales.



Figure 4.19 – Centrale de 1 MW, détail des sheds (Photo : M. Villoz).

4.4.2 Trajectoire du Soleil et ombrage

La figure 4.20 présente les courbes d'ensoleillement annuelles ainsi que les courbes d'ombrage des sheds pour l'exemple de Bourges avec des panneaux à 20° d'inclinaison et une surface active de 54 %. On remarque que l'ombrage en décembre est entre 0 et 20 % de 9 heures à 15 heures et augmente ensuite aux extrémités du jour. Si chaque shed est composé de quatre rangées horizontales de panneaux, la perte touchera seulement un quart du système pour la plus grande partie de l'hiver et disparaîtra ensuite de mars à septembre.

L'inclinaison est aussi influencée par le type d'énergie reçue : en plaine dans des régions sujettes au brouillard ou aux couvertures de stratus, l'énergie annuelle diffuse dépasse l'énergie directe et dans ce cas, une inclinaison plus plate favorise la

Copyright © 2009 Dunod.

collecte du diffus, et la baisse de performances par rapport à l'optimal est faible ; par contre en altitude, le direct dépasse le diffus et en cas de présence de neige, l'inclinaison plus élevée permet de gagner de l'énergie en hiver et rend le déneigement plus facile.

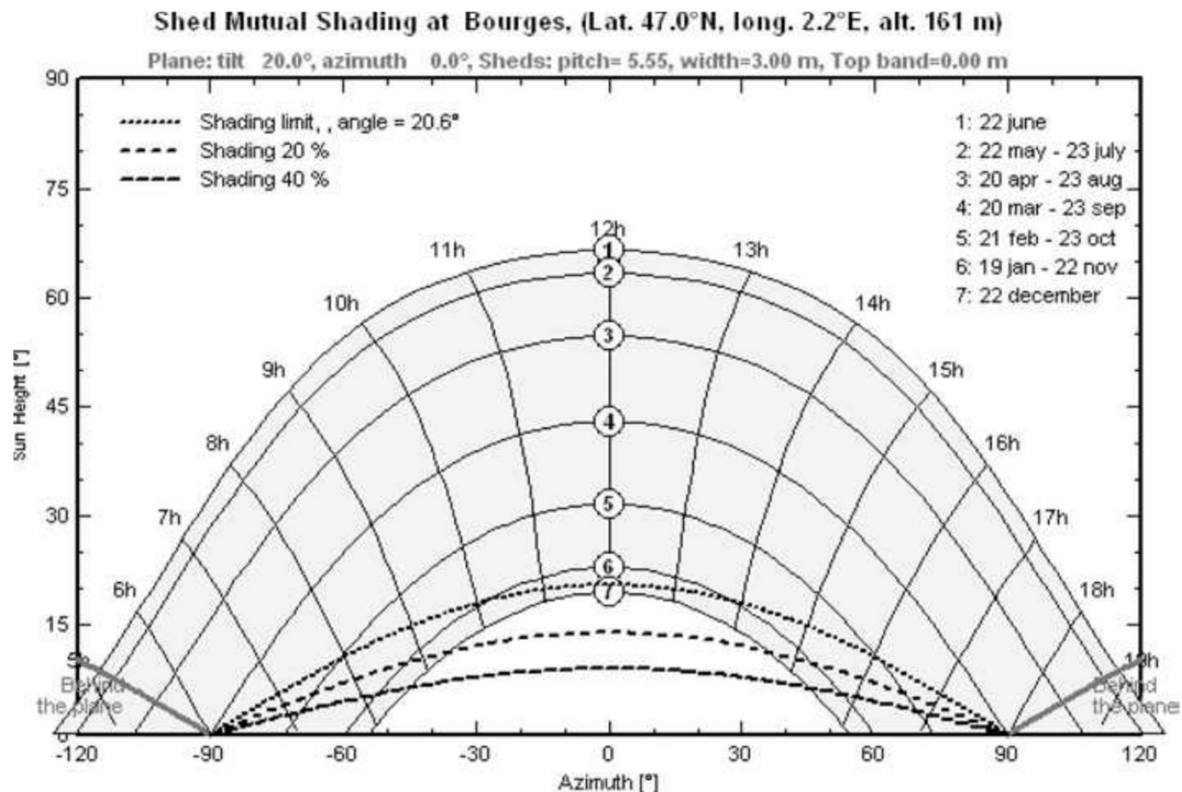


Figure 4.20 – Courbes d'ensoleillement et ombrages de sheds à Bourges.

4.4.3 Systèmes suiveurs (Trackers)

Un suiveur ou *tracker* est un champ de panneaux montés sur une surface orientable qui suit la trajectoire du Soleil selon un ou deux axes. Avec un seul axe, les panneaux peuvent être montés dans un plan incliné à angle fixe sur un poteau vertical qui va orienter le champ photovoltaïque en direction du Soleil tout au long de la journée. L'axe unique peut également être dans le plan des panneaux inclinés qui vont alors basculer de l'est à l'ouest suivant le Soleil. Le suiveur à deux axes est une mécanique plus complexe qui garde le plan des panneaux perpendiculaire aux rayons du Soleil quelle que soit sa position dans le ciel. L'orientation du plan perpendiculaire aux rayons du Soleil est obtenue par la mesure du courant de quatre capteurs de lumière disposés de part et d'autre de parois d'ombrage les séparant (figure 4.21). Les moteurs ou systèmes hydrauliques entraînant l'orientation sont commandés par les différences de courant de chaque cellule de mesure : dès que l'une d'entre elle est un petit peu ombrée le système va s'orienter pour compenser cette perte et remettre le système parfaitement dans l'axe du Soleil.

Évidemment ces systèmes sont plus intéressants quand il y a beaucoup de soleil direct, c'est-à-dire sous des climats peu nuageux. Ces dernières années, les trackers ont été surtout implantés en Espagne et au Portugal au climat bien adapté.

© Dunod – La photocopie non autorisée est un délit.
Copyright © 2009 Dunod.



Figure 4.21 – Capteurs de lumière pour l'orientation de tracker.

Lorsque le Soleil est caché par les nuages, les systèmes peuvent être orientés à l'horizontale pour capter un maximum d'énergie diffuse. Mais souvent par temps couvert, le système suit le Soleil selon un mouvement pré-programmé, l'inclinaison et l'orientation étant définies par l'heure et le jour de fonctionnement. La mise à l'horizontale des trackers est parfois choisie en cas de forts vents pour abaisser les efforts mécaniques.

Pour dimensionner un tel système, l'apport d'un programme tenant compte des ombrages est très intéressant et permet rapidement de déterminer un optimum de performances en fonction d'un budget d'investissement et d'une surface de terrain à disposition. À nouveau, les calculs suivants recourent à PVsyst qui permet ce type d'évaluation.

■ Un hectare à disposition

Nous partons de l'hypothèse qu'un agriculteur du Sud de la France (statistiques d'ensoleillement de Nice) dispose d'un petit lopin d'un hectare laissé en jachère car la terre est trop pierreuse et pauvre pour être exploitable. Cependant le champ est proche d'une ligne électrique et pourrait recevoir facilement des panneaux photovoltaïques raccordés au réseau. Nous allons comparer les deux solutions d'une centrale à panneaux en sheds à inclinaison fixe et d'une centrale à suiveurs d'environ 90 à 100 m^2 de surface unitaire. Actuellement, le système de rachat français limite son tarif à 1 500 heures crêtes annuelles mais cette disposition pourrait disparaître et les suiveurs deviendraient alors intéressants. Pour comparer les deux montages, nous allons choisir les mêmes panneaux et onduleurs, la centrale à sheds sera alors l'assemblage de plusieurs petits systèmes.

La disposition du terrain est un carré de 100 m de côté parfaitement orienté au sud. Nous faisons l'hypothèse que les champs photovoltaïques sont chacun reliés à un onduleur local monté sous les panneaux dans un coffret étanche. Ainsi toute la surface du terrain est occupée. Seul un transformateur de liaison au réseau est disposé tout au nord de la surface derrière les panneaux.

□ Système élémentaire

Le terrain sera recouvert de systèmes multiples d'un tracker élémentaire. Nous choisissons pour cette simulation un panneau polycristallin de marque Atersa fournissant 222 W pour une surface de 1 645 × 900 mm. Celui-ci est monté sur un tracker en format portrait 12 à la base pour 5 en hauteur, soit une surface de

Copyright © 2009 Dunod.

11 m par 8,25 m en comptant les boulons de fixation entre les panneaux. La puissance de ce champ de 60 panneaux fait 13,32 kW pour une surface de 91 m^2. Il est alors relié au réseau à travers un onduleur Danfoss TLX 12.5K, appareil de technologie récente présentant un rendement européen de 97 %.

Le tableau 4.8 présente les résultats de la simulation du système soit en position fixe plein sud et incliné à 30°, soit monté sur un tracker deux axes suivant parfaitement la trajectoire du Soleil.

Tableau 4.8 – Système élémentaire fixe ou suiveur à deux axes

Description	Systèmes			Gains & pertes			Simulation			
	Nbre	Puiss.	Densité	Inclin.	Ombr.	Tot.	PR	Énergie		
		(kW)	W/m^2	(%)	(%)	(%)	(%)	kWh/kWp	rel. (%)	MWh/an
Système à 30°	1	13,3	110,8	13,4	0,0	13,4	84,1	1 402	100,0	18,7
Tracker 2 axes	1	13,3	78,7	50,3	0,0	50,3	86,1	1 904	135,8	25,4

Les données ou résultats présentés permettront de constituer une référence lorsque plus de systèmes seront montés proches et s'influenceront par leurs ombrages. On remarque en particulier :

- en colonne 3, la puissance totale installée ;
- en 4, la puissance photovoltaïque par surface de terrain ;
- en 5, 6 et 7, les gains et pertes optiques dus à l'inclinaison et aux ombrages (ici nuls pour un seul système) ;
- en 8, le taux de performance (PR) pour des pertes ohmiques et d'appairage des panneaux minimales ;
- en 9, la densité annuelle d'énergie ;
- en 10, la variation d'énergie par rapport à la surface de référence (ici fixe à 30°) ;
- en 11, la production annuelle d'énergie.

On remarque que le gain du suiveur à deux axes est excellent et atteint 35,8 % à cette latitude et ce climat méditerranéen (voir colonne 10). Le gain optique provenant de l'inclinaison du champ PV est de 13,4 % pour 30° fixe plein sud et 50,3 % lorsque le suiveur présente les panneaux à la perpendiculaire des rayons du Soleil.

☐ Occupation du terrain en sheds

Les systèmes élémentaires de 60 panneaux (les mêmes que ci-dessus) sont montés cette fois-ci en format portrait de quinze modules à la base pour 4 de haut. On peut placer ainsi sept systèmes sur un shed pour une largeur totale de 95 mètres, ce qui laisse un pourtour libre de 2,50 m autour du champ PV. Chaque shed a donc une puissance de $7 \times 13{,}32 = 93{,}24$ kWc. La figure 4.22 présente l'allure du système complet avec les ombres projetées à 8 h du matin le 21 décembre pour une variante à 6 sheds inclinés à 30° et espacés de 18 mètres.

© Dunod – La photocopie non autorisée est un délit.
Copyright © 2009 Dunod.

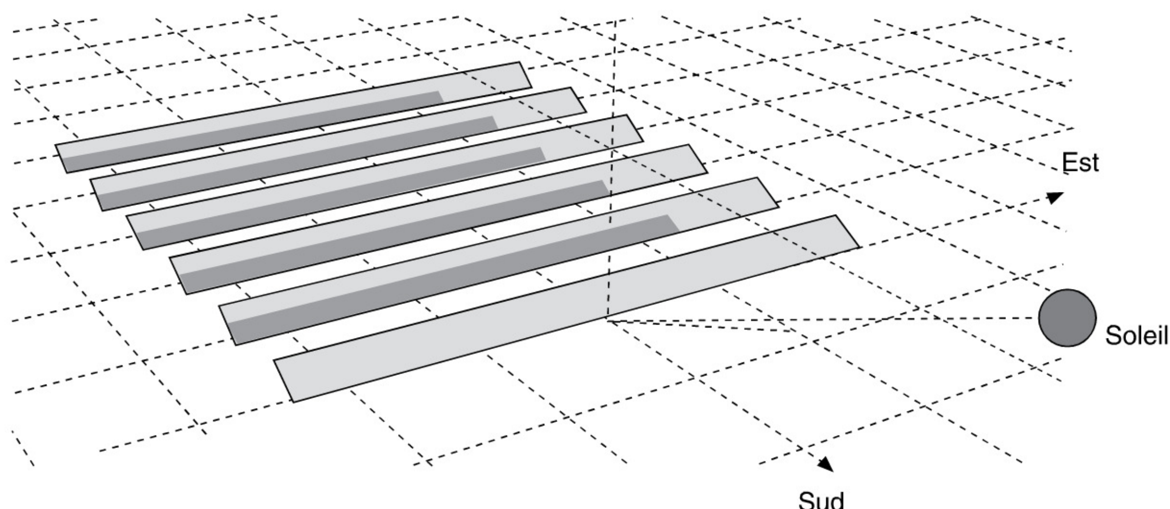


Figure 4.22 – Centrale photovoltaïque en sheds – Ombrages en hiver.

Le tableau 4.9 présente les résultats de simulation pour quatre variantes d'occupation de l'hectare à disposition. On calcule successivement l'énergie produite pour 6 à 9 sheds et ensuite on cherche l'angle optimal produisant le maximum d'énergie pour la dernière simulation.

La présentation est la même que celle du tableau 4.8, référence sans ombrages. Nous gardons pour comparaison le plus petit système de 560 kW (6 sheds de 93,24 kW) incliné à l'optimum de 30° et produisant le moins de pertes d'ombrages. On remarque que l'augmentation de densification des sheds ne produit pas trop de pertes : l'optimum de performance du plus grand système à 9 sheds (incliné à 20°) n'est que 3,1 % moins efficace que notre référence alors que la puissance installée a augmenté de 50 %.

Tableau 4.9 – Systèmes montes en sheds sur un hectare.

Description	Systèmes			Gains & pertes			Simulation			
	Nbre	Puiss.	Densité	Inclin.	Ombr.	Tot.	PR	Énergie		
		(kW)	W/m²	(%)	(%)	(%)	(%)	kWh/kWp	rel. (%)	MWh/an
6 sheds à 30°	42	559,4	55,9	13,4	– 2,0	11,4	82,5	1 376	100,0	770,0
7 sheds à 30°	49	652,7	65,3	13,4	– 3,5	9,9	81,4	1 357	98,6	886,0
8 sheds à 25°	56	745,9	74,6	12,7	– 3,3	9,4	81,4	1 349	98,0	1 006,0
9 sheds à 15°	63	839,2	83,9	9,4	– 1,7	7,7	82,4	1 326	96,4	1 112,0
9 sheds à 20°	63	839,2	83,9	11,4	– 3,2	8,2	81,3	1 333	96,9	1 118,0
9 sheds à 25°	63	839,2	83,9	12,7	– 4,9	7,8	80,0	1 326	96,4	1 113,0

Copyright © 2009 Dunod.

L'optimum de performance est atteint assurément lorsque les sheds sont éloignés et produisent peu d'ombrages mais l'optimum financier est probablement pour une densification élevée et une meilleure utilisation de la surface disponible : les frais d'aménagement du terrain, ceux de la liaison au secteur, l'ingénierie et les autres dépenses d'infrastructure ne vont pas beaucoup changer suivant le nombre de sheds.

☐ Occupation du terrain avec des trackers

Les problèmes d'ombrages sont beaucoup plus ardus à résoudre lorsque les suiveurs augmentent leur inclinaison quand le Soleil est bas sur l'horizon. Des ombrages apparaissent au bas des champs ou sur les côtés et l'optimisation du câblage des chaînes devra s'appuyer sur la simulation qui permet de voir directement l'impact de ces ombrages. La simulation sera également précieuse pour essayer d'optimiser financièrement l'investissement.

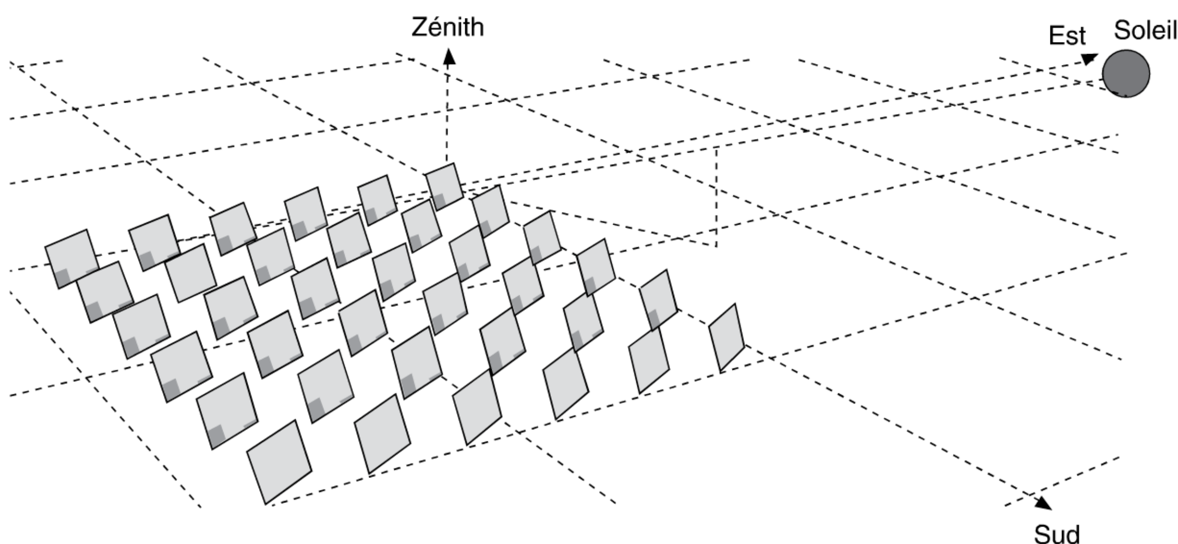


Figure 4.23 – Centrale photovoltaïque et ombrages des trackers en hiver.

La figure 4.23 montre l'exemple de centrale, variante à 36 trackers, et l'impact des ombrages à 8 h le 21 décembre.
Le tableau 4.10 présente les résultats de simulation de systèmes à 25, 30 et 36 suiveurs occupant l'hectare de terrain en projet.

Tableau 4.10 – Systèmes montés en trackers sur un hectare.

Description	Systèmes			Gains & pertes			Simulation			
	Nbre	Puiss.	Densité	Inclin.	Ombr.	Tot.	PR	Énergie		
		(kW)	W/m²	(%)	(%)	(%)	(%)	kWh/kWp	rel. (%)	MWh/an
Trackers 2 axes	25	333,0	33,3	50,3	– 5,6	44,7	81,3	1 797	130,6	598,0
Trackers 2 axes	30	399,6	40,0	50,3	– 7,1	43,2	81,5	1 768	128,5	706,0
Trackers 2 axes	36	479,5	48,0	50,3	– 9,4	40,9	78,0	1 723	125,2	826,0

© Dunod – La photocopie non autorisée est un délit.
Copyright © 2009 Dunod.

On remarque que le gain relatif par rapport à notre système de base à 6 sheds varie de 30,6 à 25,2 % lorsqu'on augmente la densité des suiveurs. Si l'augmentation de coût due aux suiveurs est de l'ordre de 12 à 15 % du prix global, alors ceux-ci sont intéressants à cette latitude. Mais l'utilisation de telles mécaniques impose un suivi plus important du système et les frais dus au vieillissement de ces systèmes ne sont pas encore vraiment connus.

4.5 Système typique de 12,6 kW dans différents pays

Pour avoir une idée de performances en fonction de la latitude, nous avons établi des tableaux donnant la production un peu partout dans le monde du même système typique de 12,6 kW de panneaux alimentant un onduleur de 10 kW nominal. Les tableaux 4.11 et suivants donnent les heures crêtes de fonctionnement calculées avec le logiciel PVsyst ainsi que l'angle optimal pour les panneaux sans ombrage et orienté au sud (au nord dans l'hémisphère sud). Les chiffres donnent l'énergie produite à la sortie de l'onduleur et tiennent compte de toutes les pertes, connexions, onduleur et appairage des panneaux.
Les spécifications du système sont les suivantes :

☐ Onduleur

Point minimum de fonctionnement du MPPT : 450 V
Point maximum de fonctionnement du MPPT : 800 V
Tension ouverte maximale admissible : 900 V
Puissance nominale : 10 kW
Tension de sortie : 400 V triphasée
Seuil de démarrage : 100 W
Rendement maximal : 94 %
Dimensions et poids : 555 × 545 × 1 170 mm, 150 kg

☐ Champ photovoltaïque

Il est composé de 68 modules en quatre chaînes parallèles de 17 panneaux en série aux caractéristiques individuelles suivantes :

- Puissance STC : 185 W
- Garantie de puissance : 5 %
- Tension d'isolement : 1 000 V
- Tension au MPP à 60 °C : 30,3 V
- Tension ouverte à – 10 °C : 49,8 V
- Nombre de cellules : 72
- Dimensions et poids : 1 575 × 826 × 46 mm, 17,0 kg

Les caractéristiques du champ sont alors :

- Tension au MPP à 60 °C : 515 V
- Tension ouverte à – 10 °C : 847 V
- Courant au MPP à 60 °C : 21 A
- Puissance au NOCT de 50 °C : 11,3 kW
- Puissance nominale STC : 12,6 kW

Copyright © 2009 Dunod.

Tableau 4.11 – Système typique 12,6 kW en Europe et en Afrique.

Pays d'Europe & d'Afrique	Lieu	Latitude °	Angle optimal	Production annuelle (kWh)	Densité d'énergie (kWh/kW) (h)
Islande	Reykjavik	64,25	40	9 507	755
Finlande	Helsinki	59,57	39	11 114	882
Allemagne	Berlin	52,25	32	11 094	880
Angleterre	Londres	51,36	33	10 244	813
France	Paris	49,12	30	11 402	905
Suisse	Genève	46,12	30	13 062	1 037
France	Carpentras	44,02	36	17 125	1 359
France	Nice	43,40	33	15 964	1 267
France	Ajaccio	41,55	33	17 176	1 363
Italie	Naples	41,01	32	19 004	1 508
Espagne	Madrid	40,39	30	18 516	1 470
Portugal	Lisbonne	38,48	30	18 471	1 466
Espagne	Séville	37,12	30	19 184	1 523
Tunisie	Tunis	36,48	30	19 847	1 575
Liban	Beyrouth	33,55	27	18 407	1 461
Maroc	Casablanca	33,29	27	19 173	1 522
Jordanie	Amman	31,46	26	22 524	1 788
Égypte	Le Caire	30,12	25	22 045	1 750
Namibie	Windhoek	– 22,23	25	23 316	1 850
Sénégal	Dakar	14,48	15	22 156	1 758
Mali	Bamako	12,45	14	20 522	1 629
Éthiopie	Addis-Abeba	9,12	13	19 812	1 572
Kenya	Nairobi	– 1,20	0	18 238	1 447

Copyright © 2009 Dunod.
© Dunod – La photocopie non autorisée est un délit.

Tableau 4.12 – Système typique 12,6 kW en Amérique.

Pays d'Amérique	Lieu	Latitude °	Angle optimal	Production annuelle (kWh)	Densité d'énergie (kWh/kW) (h)
Canada	Edmonton	53,25	44	16 193	1 285
Canada	Québec	46,49	36	16 175	1 284
Canada	Montréal	45,44	36	15 869	1 259
USA	Salt Lake City	40,49	33	19 656	1 560
Argentine	Buenos Aires	– 34,45	28	17 252	1 369
Uruguay	Montevideo	– 34,45	27	15 362	1 219
Chili	Santiago	– 33,23	20	13 294	1 055
Cuba	La Havane	23,01	20	16 292	1 293
Brésil	Rio de Janeiro	– 22,50	22	15 971	1 268
Mexique	Mexico	19,19	20	17 916	1 422
Porto Rico	San Juan	18,43	17	17 738	1 408
France	Guadeloupe	16,26	16	21 879	1 736
Bolivie	La Paz	– 16,24	19	24 837	1 971
Guatemala	Guatemala	14,41	15	18 221	1 446
Nicaragua	Managua	12,19	12	16 419	1 303
Pérou	Lima	– 12,10	15	20 083	1 594
Venezuela	Caracas	10,40	11	14 968	1 188
Guyane	Georgetown	6,44	7	15 395	1 222
Colombie	Bogota	4,23	4	16 638	1 320
Brésil	Belem	– 1,18	6	16 281	1 292
Équateur	Quito	– 0,11	2	17 421	1 383

Copyright © 2009 Dunod.

Tableau 4.13 – Système typique 12,6 kW en Asie et Océanie.

Pays d'Asie & Océanie	Lieu	Latitude °	Angle optimal	Production annuelle (kWh)	Densité d'énergie (kWh/kW) (h)
Nouv. Zélande	Auckland	– 37,22	31	15 864	1 259
Japon	Kyoto	34,56	23	11 617	922
Australie	Adélaïde	– 34,52	28	17 803	1 413
Australie	Perth	– 32,07	28	19 529	1 550
Inde	Dehli	28,32	28	19 635	1 558
Pakistan	Karachi	25,03	24	17 624	1 399
Inde	Calcutta	22,16	22	16 652	1 322
France	La Réunion	– 20,52	20	19 481	1 546
Inde	Bombay	19,17	20	18 261	1 449
Madagascar	Tananarive	– 18,49	18	18 679	1 624
Indonésie	Jakarta	– 6,11	8	14 473	1 149

En première approche, l'énergie produite augmente quand la latitude se rapproche de l'équateur, cependant des variations locales de climat telles que la présence de brumes ou de précipitations plus fréquentes peuvent modifier cette règle : à ce propos comparer les chiffres d'Helsinki, Berlin et Londres. Pour deux latitudes proches telles que Genève et Québec on remarque que l'énergie reçue au Canada est 24 % plus élevée qu'en Suisse, le Canada bénéficiant d'irradiances nettement plus élevées en été. Les plus grandes énergies sont produites dans les régions désertiques ou en altitude et les exemples de la Jordanie, de la Namibie ou de la Bolivie sont probants. Les systèmes installés près de l'équateur bénéficient d'une régularité de l'ensoleillement plus élevée avec peu de variations entre l'été et l'hiver mais la plupart de ces pays à climat tropical ont des pluies abondantes durant la mousson, ce qui limite la durée de l'ensoleillement pendant cette période. Ces tableaux montrent l'optimum d'inclinaison pour maximiser l'énergie annuelle produite mais cette valeur peut être choisie plus élevée si on veut privilégier l'énergie hivernale ou si le site est en altitude et reçoit beaucoup de neige.

□ Influence de l'inclinaison

En altitude l'inclinaison plus élevée des modules sert également à faciliter l'écoulement de la neige. Le tableau 4.14 montre les effets de l'albédo (réflexions du terrain) et d'inclinaisons diverses pour un système situé à Davos dans les Alpes suisses à 1560 m d'altitude avec un enneigement régulier de fin novembre à fin avril. Les unités utilisées

© Dunod – La photocopie non autorisée est un délit.
Copyright © 2009 Dunod.

sont pour chaque mois, la densité journalière d'énergie en kWh/kWc.jour. Cette unité est pratique à utiliser car elle donne une bonne idée de l'énergie journalière maximale que l'on peut recevoir en un endroit donné : typiquement en pays chaud, l'irradiance journalière reçue à plat varie entre 4 et 7 kWh/m^2 durant l'année et en inclinant les panneaux, on peut augmenter un peu ces valeurs. En pays froid ou tempéré, en hiver, on a souvent des valeurs inférieures à 1 et en juin des maxima jusqu'à 6,5 kWh/m^2. On remarque qu'une inclinaison à ± 10° de l'optimum ne change pas énormément l'énergie annuelle pour une orientation sud. Pour un azimut différent du sud, la perte à ± 30° est inférieure à 5,2 %. Pour des panneaux verticaux en façade, la perte est de 35 % pour une orientation sud (plaine sans neige), sinon elle devient plus élevée pour des azimuts moins favorables. Cette simulation donne des résultats pour un climat alpin où l'ensoleillement hivernal est nettement plus élevé que pour un site proche en plaine (> 2 x). On remarque encore que la perte pour le système vertical est plus faible qu'en plaine (22 %) grâce à ce climat particulier et à l'albedo important en hiver.

Tableau 4.14 – Densité de production journalière pour un site alpin.

	Densité de production journalière (kWh / kWp)							
	albedo constant 0,2				**Avec albedo de neige en hiver**			
Inclinaison °	**20**	**30**	**40**	**50**	**40**	**50**	**60**	**90**
janvier	1,9	2,4	2,7	2,8	2,7	3,0	3,1	3,1
février	3,0	3,6	3,8	4,0	4,0	4,2	4,3	4,2
mars	4,2	4,6	4,7	4,8	4,9	5,1	5,1	4,7
avril	4,9	5,1	5,0	4,9	5,3	5,3	5,2	4,5
mai	4,9	4,8	4,6	4,4	4,6	4,4	4,0	2,4
juin	4,8	4,6	4,4	4,1	4,4	4,1	3,7	2,1
juillet	4,8	4,7	4,5	4,2	4,5	4,2	3,8	2,1
août	4,4	4,4	4,3	4,2	4,3	4,2	3,9	2,4
septembre	3,7	4,0	4,1	4,0	4,1	4,0	3,9	2,9
octobre	2,9	3,3	3,5	3,6	3,5	3,6	3,6	3,0
novembre	2,1	2,6	2,9	3,0	2,9	3,1	3,2	3,1
décembre	1,6	2,0	2,2	2,4	2,3	2,5	2,6	2,7
Annuel	**1 276**	**1 365**	**1 381**	**1 364**	**1 405**	**1 401**	**1 366**	**1 095**
% de optimum	– 7,6	– 1,2	0,0	– 1,2	0,0	– 0,3	– 2,7	– 22,1

Copyright © 2009 Dunod.

4.6 Prescriptions des réseaux

Chaque compagnie d'électricité développe son réseau en suivant des normes précises qui peuvent varier d'un pays à l'autre. Pour les producteurs photovoltaïques, une série de standards sont utilisés par la majorité des compagnies mais avant de réaliser et connecter un système sur le réseau, il faut rassembler toutes ces informations, les respecter et appliquer les règles de sécurité locales en vigueur. Nous donnons ci-dessous un extrait des spécifications exigées pour un système photovoltaïque connecté à EDF en France. Cet exemple n'est pas exhaustif et nous présentons ici les règles principales qui sont certainement appliquées par la grande majorité des réseaux.

4.6.1 Généralités

Les principales normes à respecter sont celles de l'industrie photovoltaïque et celles des installations à basse tension :

– Norme NF C 15-100 réglementant les installations électriques à basse tension (mai 1991),
– UTE C 57-300 (mai 1987) : paramètres descriptifs d'un système photovoltaïque,
– UTE C 57-310 (octobre 1988) : transformation directe de l'énergie solaire en énergie électrique,
– UTE C 18510 (novembre 1988, revue en 1991) : recueil d'instructions générales de sécurité d'ordre électrique,
– C 18530 (mai 1990) : carnet de prescriptions de sécurité électrique destiné au personnel habilité.

L'Ademe pour la France a publié le cahier technique 4483, août 2002, « Guide de rédaction du cahier des charges techniques des générateurs photovoltaïques connectés au réseau », qui présente le détail des standards à respecter. Voir en particulier les tableaux 4 et 5 en pages 27 et 28.

4.6.2 Champ photovoltaïque

Les modules doivent résister aux conditions climatiques suivantes :

– Température entre – 40 ° et + 85 °C
– Humidité relative jusqu'à 100 %
– Vitesse du vent jusqu'à 190 km/h (bourrasques)
– Résistance à la pluie et à la grêle (grêlons < 25 mm)

Les autres principales spécifications sont :

– les modules doivent satisfaire à la norme CEI 61215 pour les panneaux cristallins, CEI 61646 pour les panneaux couches minces (§ 3.1.4) ;
– les modules doivent être identiques et interchangeables, pourvus éventuellement d'un cadre en acier inoxydable ou en aluminium anodisé ;
– la puissance des modules ne doit pas différer de plus de 5 % de la valeur nominale pour éviter des pertes par mauvais appairage (« mismatch »).

La mise en série/parallèle des modules sera faite en respectant la plage de fonctionnement de l'onduleur choisi (tension ouverte, courant maximal, tension à la puissance

© Dunod – La photocopie non autorisée est un délit.
Copyright © 2009 Dunod.

maximale). Les liaisons entre modules seront faites en câble souple à double isolation et résistant au rayonnement ultraviolet.

4.6.3 Onduleur connecté au réseau

Ces principales spécifications doivent inclure ou respecter :

– La synchronisation avec le réseau, fréquence de 50 Hz ± 1 %.
– Le déclenchement automatique en cas de défaut ou absence du réseau. Par exemple fluctuation de tension réseau (< 0,85 Un et > 1,1 Un) ou de fréquence (> 0,2 Hz).
– L'enclenchement et le déclenchement automatiques de l'installation.
– Des protections contre les surcharges et les courts-circuits.
– Un sectionnement possible de la source courant continu provenant de modules.
– Un faible taux de distorsion harmonique (< 4 % THD).
– Aucune perturbation électromagnétique.
– Une fiabilité élevée.
– Un rendement élevé : > 95 % à la puissance nominale ; > 90 % dès 10 % de puissance nominale entrante.
– Une consommation à vide < 1 % de la puissance nominale et 0,1 % en stand-by.

Plusieurs onduleurs seront si possible montés en parallèle pour fournir les trois phases équilibrées (3P + N).

Une spécification de sécurité très importante est le déclenchement de l'onduleur en cas d'absence de réseau pour éviter que des lignes soient alimentées alors qu'elles ont été découplées du réseau en cas de travaux par exemple.

Enfin la liste des certifications à satisfaire :

– CEM : DIN50081 part 1.
– EN 55014 ; EN 60555 part 2.
– EN 55011 groupe 1, classe B.
– DIN EN 50082 part 1.
– Conformité au réseau : DIN EN 60555.
– Régulation de la tension : DIN EN 50178 (VDE 0160).
– DIN EN 60146 part 1-1 (VDE 0558 part 1).
– Protection de découplage : DIN VDE 0126.

On remarque que l'onduleur est le composant qui doit satisfaire la plus grande quantité de normes pour être accepté par la compagnie électrique.

4.6.4 Dispositifs de protection et TDGS

Chaque câble provenant du champ photovoltaïque doit être équipé d'un sectionneur ou disjoncteur permettant de découpler l'entrée continue. Les caractéristiques de ces sectionneurs devront être accordées à la tension continue et au niveau de courant pour pouvoir interrompre l'entrée continue à n'importe quel instant.

Les principaux composants pour assurer la sécurité du système sont résumés ci dessous :

– des dispositifs de sectionnement du champ photovoltaïque,
– des dispositifs de protection contre les surtensions,

Copyright © 2009 Dunod.

– des protections contre les surcharges et les courts-circuits,
– un dispositif de sectionnement du réseau (coupure visible sécurisée par cadenas et accessible aux personnes autorisées et aux pompiers).

Les équipements pour le courant alternatif seront montés dans un coffret fermant à clé nommé TDGS (Tableau Divisionnaire Général Solaire).

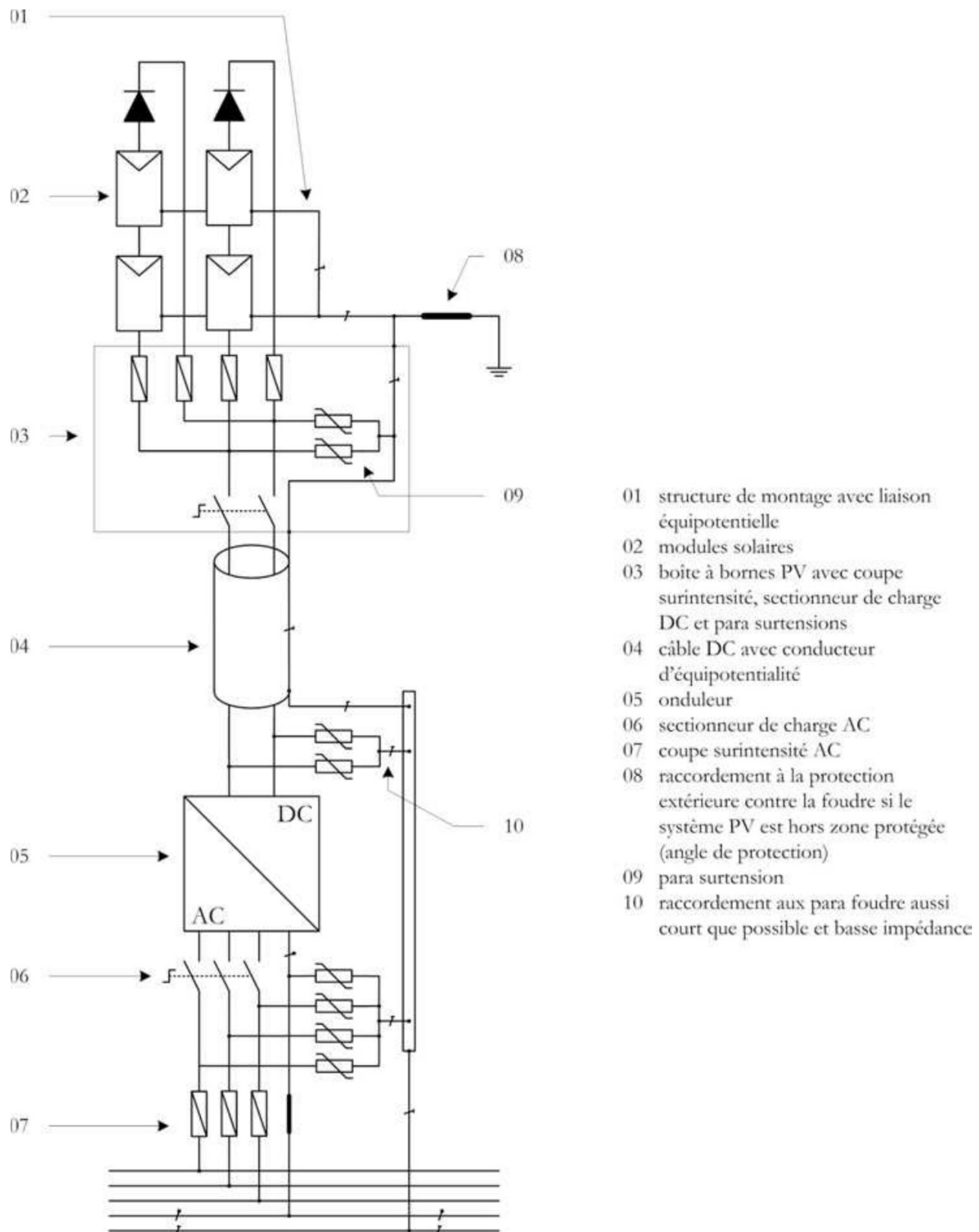


Figure 4.24 – Schéma électrique typique de système lié au réseau.

© Dunod – La photocopie non autorisée est un délit.
Copyright © 2009 Dunod.

L'interface entre l'onduleur et le réseau est constituée de ce tableau TDGS et d'un disjoncteur d'abonné (DJAB) faisant office de limite de concession monté par EDF dans un coffret de type S20.
Le tableau TDGS comprendra les éléments de sécurité énumérés ci dessus ainsi qu'un compteur d'énergie permettant de connaître l'énergie injectée sur le réseau.

4.7 Analyse de coûts

Le développement fulgurant du photovoltaïque est encore fortement dépendant des conditions de rachat de l'électricité offertes par les différents pays. L'engagement de l'Allemagne et du Japon dès la fin des années 1990 et ensuite de l'Espagne et du reste de l'Europe aura permis cette croissance qui permet aujourd'hui aux systèmes photovoltaïques de fournir du courant pratiquement au même prix que les autres sources d'énergies (centrales à panneaux couches minces au sud).

4.7.1 Coût et revenus de 12 kW de panneaux solaires

Les tableaux 4.15 et 4.16 présentent deux exemples de systèmes montés à Clermont-Ferrand, en France, et à Barcelone, en Espagne. Nous reprenons le système typique avec onduleur de 10 kW comparé au chapitre 4.5 et faisons varier la puissance photovoltaïque installée. L'analyse financière utilise les tarifs de rachat locaux de ces deux pays (tableau 4.1), à savoir 60,20 €cts/kWh pour la France (système intégré) et 34 €cts/kWh pour l'Espagne (système en surimposition). Pour tenir compte de la moins bonne dissipation thermique du système intégré, nous avons réduit sa production de 5 %. Le calcul est fait en amortissant le système sur 20 ans en France et 25 ans en Espagne pour tenir compte des conditions actuelles.
Coût TTC des systèmes en France estimé à 5,50, 5,40 et 5,30 €/W, baissant avec l'augmentation de puissance et 0,50 €/W moins chers en Espagne où la concurrence est plus féroce avec un marché plus développé.

- Amortissement fixe de l'installation en 20 ans (F) ou 25 ans (E).
- En France, indexation de 0,01 € par an.
- Dépréciation de puissance des panneaux : – 0,35 % par an;
- Aucun frais considérés (ni taxes ou impôts).
- Frais financiers : 0, 3 ou 5 % par an.

Tableau 4.15 – Analyse de système à Clermont-Ferrand, France.

Puissance installée (W)	Production annuelle (kWh)	Prix total (€)	Rachat du courant (€/kWh)	Revenus par an (€)	Revenus en 20 ans (€)		
					Taux 5 %	Taux 3 %	Taux 0 %
10 500	9 762	57 750	0,602	5 877	42 806	54 933	130 874
12 200	11 390	65 880	0,602	6 857	50 372	64 463	152 699
14 000	13 081	74 200	0,602	7 874	62 215	77 797	175 370

Copyright © 2009 Dunod.

On remarque qu'un tel système est clairement intéressant, même monté au centre de la France, où les conditions d'ensoleillement sont moins favorables que dans le sud. Ces nouvelles conditions de rachat vont permettre à la France de développer son industrie photovoltaïque.

Tableau 4.16 – Analyse de système à Barcelone, Espagne.

Puissance installée (W)	Production annuelle (kWh)	Prix total (€)	Rachat du courant (€/kWh)	Revenus par an (€)	Revenus en 25 ans (€)		
					Taux 5 %	Taux 3 %	Taux 0 %
10 500	12 835	52 500	0,34	4 364	17 522	31 172	104 147
12 200	14 942	59 780	0,34	5 080	22 609	38 151	121 246
14 000	17 049	67 200	0,34	5 797	27 459	44 931	143 794

Pour l'Espagne, la situation est aujourd'hui moins favorable qu'il y a une année avant la baisse du tarif de rachat. L'ensoleillement de Barcelone correspond à celui de la Provence et permet d'avoir un système encore rentable mais le coût d'installation doit être nettement inférieur pour que l'aspect financier soit intéressant.

4.7.2 Coût de l'électricité photovoltaïque

L'arrivée sur le marché de modules couches minces nettement moins chers que les cristallins nous rapproche des coûts des énergies fossiles : aux tableaux 4.17 à 4.19, nous examinons le prix de l'électricité générée par une grande centrale en plein champ d'au moins 1 MW sous différentes latitudes et technologies. Nous avons calculé le coût incluant des frais d'emprunt bancaire à des taux entre 5 et 1 % : le coût de 1 % pourrait être une décision politique d'une région ou un état désireux d'investir dans une énergie propre. Nous avons considéré que l'investissement initial était remboursé en 20 ans et que la centrale avait une durée de vie de 30 ans : notre coût de l'électricité est le prix total de la centrale incluant les frais financiers et de maintenance divisés par la production de 30 ans.
Nous avons encore estimé que le prix de chaque centrale était :

Système cristallin (tableau 4.17)

– Coût de 5 €/W incluant toutes les dépenses de maintenance.
– Orientation sud et inclinaison optimale.
– Panneaux triés.
– Pertes ohmiques inférieures à 0,5 %.
– Onduleurs à rendement européen de 95,5 %.
– Pas de pertes d'ombrages.
– Sous-systèmes de 40 kW.

Système cristallin à suiveur deux axes (tableau 4.18)

– Coût de 5,80 €/W incluant toutes les dépenses de maintenance.

© Dunod – La photocopie non autorisée est un délit.
Copyright © 2009 Dunod.

– Mêmes autres spécifications techniques que les systèmes fixes.
– Pertes d'ombrage de 5 %.

Système couches minces (tableau 4.19)

– Coût de 3,80 €/W incluant toutes les dépenses de maintenance.
– Mêmes autres spécifications techniques que les systèmes fixes.

Tableau 4.17 – Prix de l'électricité pour un système cristallin fixe.

Système cristallin fixe		Coût de l'électricité : €/kWh		
Lieu	Densité d'énergie kWh/kWc	Coût des capitaux		
		5 %	3 %	1 %
Guadeloupe (F)	1 950	0,130	0,112	0,094
Séville (E)	1 600	0,159	0,137	0,115
Marseille (F)	1 420	0,179	0,154	0,130
Caen (F)	1 040	0,244	0,211	0,177
Uccle (Be)	860	0,296	0,255	0,214

Le tableau 4.17 nous montre que, même pour un système à panneaux cristallins, la parité avec d'autres sources d'énergie est pratiquement atteinte si les frais financiers sont faibles et que le Soleil est abondant.

Tableau 4.18 – Prix de l'électricité pour un système cristallin suiveur.

Système cristallin suiveur 2 axes		Coût de l'électricité : €/kWh		
Lieu	Densité d'énergie kWh/kWc	Coût des capitaux		
		5 %	3 %	1 %
Guadeloupe (F)	2 400	0,123	0,106	0,089
Séville (E)	2 100	0,140	0,121	0,102
Marseille (F)	1 850	0,159	0,137	0,115
Caen (F)	1 220	0,242	0,208	0,175
Uccle (Be)	1 010	0,292	0,252	0,212

Avec des panneaux montés sur suiveurs (tableau 4.18), l'intérêt financier dépend fortement de l'endroit et des conditions climatiques : en Guadeloupe, malgré un

Copyright © 2009 Dunod.

ensoleillement particulièrement favorable, le gain du suiveur n'est que de 5,4 % alors qu'à Séville ou Marseille, il est de 11,2 %. Dans le Nord, sans surprises, le gain du suiveur est de l'ordre de 1,1 %, l'ensoleillement étant en majorité de provenance diffuse, la mécanique compliquée n'est probablement pas rentable. L'exemple est peut-être un peu défavorable aux suiveurs qui demandent une surface d'exploitation gigantesque si l'on veut éviter les ombrages : c'est la raison de notre choix des pertes d'ombrages de 5 % pour de tels systèmes s'ils sont montés sur des surfaces comparables aux champs fixes. L'exemple du gain limité à la Guadeloupe s'explique par le type de climat : les zones tropicales plus humides ont un ensoleillement plus variable et moins favorable aux suiveurs. Le coût supplémentaire du suiveur de 0,80 €/Wc par rapport au champ fixe est une valeur rencontrée fin 2008 si l'on intègre une maintenance régulière. Par contre, il est difficile d'évaluer le coût à long terme de tels systèmes.

Tableau 4.19 – Prix de l'électricité pour un système couches minces.

Système couches minces fixe		Coût de l'électricité : €/kWh		
Lieu	Densité d'énergie kWh/kWc	Coût des capitaux		
		5 %	3 %	1 %
Guadeloupe (F)	2 040	0,095	0,082	0,069
Séville (E)	1 660	0,116	0,100	0,084
Marseille (F)	1 485	0,130	0,112	0,094
Caen (F)	1 095	0,176	0,152	0,128
Uccle (Be)	900	0,215	0,185	0,156

Avec des cellules en technologies couches minces, la production annuelle bénéficie de la meilleure réponse spectrale et du rendement aux faibles lumières par rapport aux cristallines : le gain est d'environ 4 à 5 % dans ces exemples. Comme pour les cristallins, nous n'avons pas considéré d'ombrages, ce qui demande une implantation d'une surface considérable estimée entre 2 et 2,5 fois le champ cristallin. Le coût estimé ne tient pas compte du terrain qui devrait être une friche, un désert ou une surface inutilisable. Si toutes ces conditions sont réunies, on constate que le prix de revient de l'électricité dans les pays du Sud est proche de celui du réseau actuel. Il peut être même déjà rentable : aux États-Unis, l'électricité est vendue plus chère en été en milieu de journée, la demande étant très forte lorsque tous les climatiseurs fonctionnent.

Ces estimations de coût montrent que la parité avec des formes d'énergies non renouvelables est très proche. Si ces systèmes durent dix ans de plus, le prix moyen est encore réduit de 33 % et les frais de maintenance ou renouvellement d'onduleurs peuvent parfaitement être assumés et rentabilisés.

Copyright © 2009 Dunod.
© Dunod – La photocopie non autorisée est un délit.

4.8 Exemples de réalisations

Nous présentons ci dessous quelques réalisations typiques de systèmes individuels ou industriels qui illustrent bien le marché actuel du photovoltaïque lié au réseau.

4.8.1 Villa 3 kW

Ce système a été réalisé sur une construction nouvelle dépassant le standard suisse Minergie[1] de maison à faible énergie. Ce standard impose des critères d'isolation élevée (typiquement plus de 20 cm d'isolant performant), des fenêtres excellentes et une consommation énergétique minimale. Dans la villa de M. Boillat, des capteurs thermiques produisent la majorité des besoins en eau chaude sanitaire et un apport au chauffage fonctionnant à base de pellets (granulés de bois). La construction se trouve en Valais (Suisse), dans un environnement bien ensoleillé avec peu de brumes.

Le système photovoltaïque est constitué de 24 modules Solarfabrik de 130 W (3 120 W) couplés à un onduleur Sputnik Solarmax 3000 S de 2,5 kW nominal. Le montage en toiture intégrée utilise les supports Solrif (figure 4.9) qui permettent une finition excellente, les modules remplaçant la couverture de tuiles. La toiture est inclinée à 25° et orientée à 10° est.

Le système a été l'un des chanceux approuvés par Swissgrid, opérateur rachetant le courant produit à environ 0,60 €/kWh pour une durée de 25 ans, ce qui permet d'amortir l'investissement de la réalisation.

Pour la simulation, nous avons tenu compte d'un ombrage de l'horizon, la maison étant proche de hautes montagnes au sud-ouest. Côté est, l'horizon n'est également pas complètement dégagé dans ce bas de vallée du Rhône. La figure 4.25 présente la courbe d'horizon simplifiée.

La perte représentée par l'ombre des montagnes est estimée à 5,2 % dans la simulation qui prévoit une production annuelle de 3 015 kWh correspondant à une densité d'énergie de 966 kWh/kWc.

Le tableau 4.20 présente les données principales de ce système.

Tableau 4.20 – Caractéristiques du système 3 kW.

Panneaux	Puissance W	Énergie simulée		Rachat €/kWh	Revenus €/an
		kWh/kWc	kWh/an		
24 × Solarfabrik 130 W	3 120	966	3 015	0,6	1 809

Comme le système a coûté un peu plus de 21 000 €, on voit qu'avec la production espérée, le financement est couvert et permettra au besoin de programmer d'autres dépenses d'entretien à long terme.

1. www.minergie.ch

Copyright © 2009 Dunod.

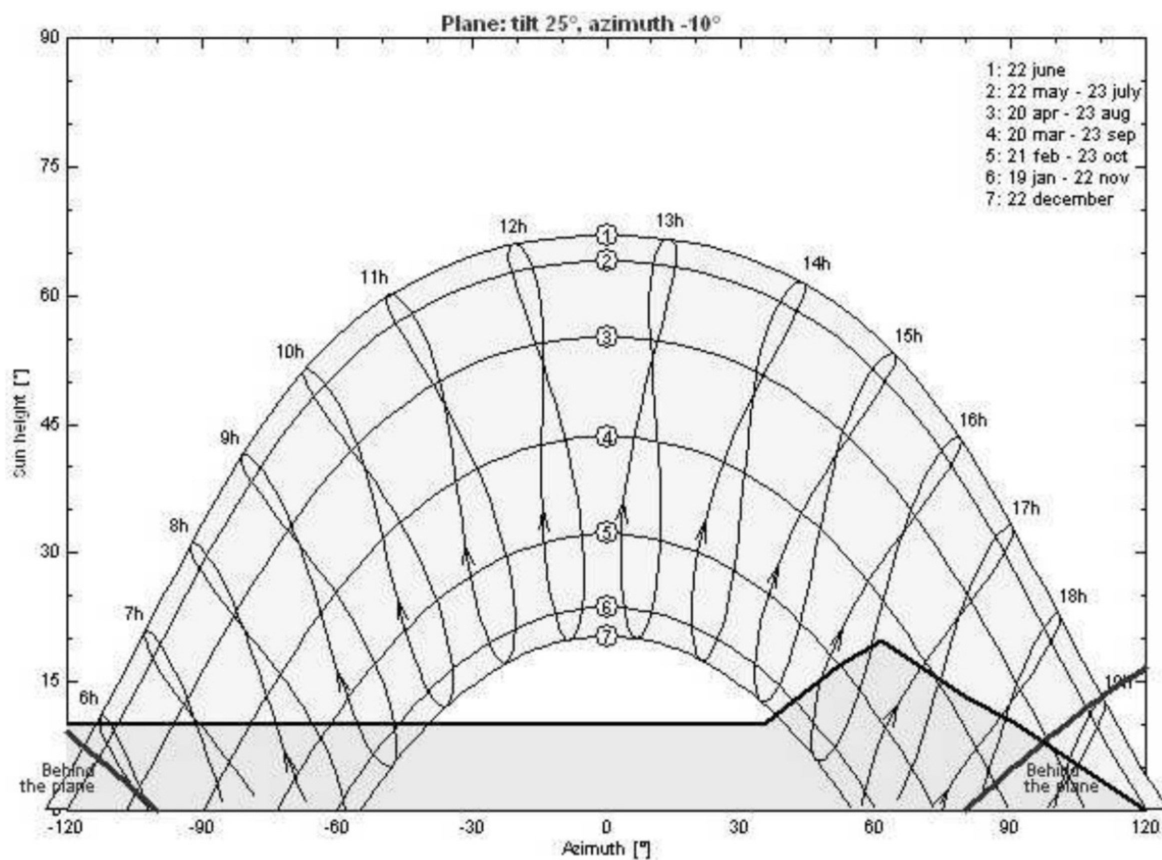


Figure 4.25 – Courbe d'horizon de la villa de Collombey.

La figure 4.26 présente la villa juste terminée au milieu de l'hiver, son jardin étant encore en friche.



Figure 4.26 – Villa Boillat à système 3 kW (Photo : M. Villoz).

Copyright © 2009 Dunod.
© Dunod – La photocopie non autorisée est un délit.

4.8.2 Ferme 110 kW

L'exemple de système présenté ici a été mis en service fin novembre 2005. Il s'agit d'une installation couvrant complètement la toiture sud du hangar agricole de la famille Aeberhard à Barberèche dans le canton de Fribourg en Suisse romande. La réalisation a été effectuée par la société Solstis de Lausanne. Nous présentons la simulation du système calculée avec le logiciel PVSYST ainsi que les résultats des premières années d'exploitation. Les particularités de cette réalisation sont résumées ci dessous :

– Puissance photovoltaïque STC installée : 110 160 W.
– Panneaux solaires : 918 modules Kyocera 120 W montés dans des supports type Solrif.
– Onduleur : Sputnik Solarmax 80 C, 80 kW nominal.
– Surface de la toiture solaire : 960 m^2.
– Inclinaison des panneaux : 20°.
– Azimuth : 24° est.

Le champ de panneaux remplace une toiture ventilée standard. Les panneaux sont accrochés comme des tuiles (figure 4.9), la sous-couverture de bois étant fermée et couverte d'un pare vapeur. En hiver, environ 100 têtes de bétail produisent suffisamment de chaleur pour que la neige fonde rapidement. Même durant l'hiver 2008-2009, un seul jour de décembre n'a pas produit d'électricité.

L'investissement consenti par la famille Aeberhard est d'environ 600 000 € pour la partie solaire auxquels il faut ajouter 13 000 € de frais et taxe de la compagnie d'électricité pour l'augmentation de la puissance du raccordement, soit un total



Figure 4.27 – Ferme solaire de 110 kW (Photo : M. Villoz).

Copyright © 2009 Dunod.

d'environ 613 000 €. Pour rentrer dans ses frais, le propriétaire a négocié avec la compagnie fribourgeoise d'électricité un contrat de rachat du courant pendant 15 ans à un prix correct qui devrait lui permettre d'amortir le système sur cette période ; la production après 15 ans rachetée au prix du marché produisant un petit bénéfice ou complétant l'amortissement. L'équilibre financier est délicat dans la mesure où les taux d'intérêt de 3 % au moment de la réalisation peuvent augmenter et renchérir le coût total. La compagnie a accepté de racheter la production totale dans une plage de ± 30 % de la simulation calculée, ce qui est suffisant pour absorber les variations annuelles d'ensoleillement.

■ Simulation

Les caractéristiques du système, nombre de panneaux en série et parallèle, inclinaison, azimut, type de module, type d'onduleur ainsi que les données statistiques d'ensoleillement de la région permettent la simulation des performances prévues.

Le tableau 4.21 présente les performances des premières années d'exploitation de la centrale comparées aux résultats de la simulation.

Tableau 4.21 – Simulation de production solaire et premières années d'exploitation de la ferme solaire de 110 kW.

	Données kWh/m^2.mois	Simul kWh	2006 kWh	Diff (%)	2007 kWh	Diff (%)	2008 kWh	Diff (%)
janvier	33,2	3 814	4 960	30,0	4 495	17,9	5 383	41,1
février	48,6	5 398	5 093	– 5,7	6 642	23,0	8 776	62,6
mars	87,0	8 845	9 091	2,8	11 476	29,7	9 768	10,4
avril	113,0	10 573	11 714	10,8	17 371	64,3	10 110	– 4,4
mai	148,0	13 144	12 977	– 1,3	14 883	13,2	15 716	19,6
juin	158,0	13 605	17 678	29,9	14 948	9,9	15 023	10,4
juillet	178,0	15 289	18 091	18,3	15 617	2,1	16 740	9,5
août	151,0	13 689	11 586	– 15,4	13 755	0,5	14 672	7,2
septembre	106,0	10 223	11 061	8,2	13 255	29,7	10 823	5,9
octobre	62,4	6 419	8 668	35,0	8 461	31,8	7 136	11,2
novembre	32,8	3 519	6 265	78,0	4 539	29,0	4 725	34,3
décembre	26,1	2 980	3 971	33,3	2 754	– 7,6	3 011	1,0
Total	**1 142,2**	**107 498**	**121 155**	**12,7**	**128 196**	**19,3**	**121 883**	**13,4**

Copyright © 2009 Dunod.
© Dunod – La photocopie non autorisée est un délit.

Ces trois années sont toutes nettement supérieures aux prévisions de la simulation. Ce calcul s'appuie sur des statistiques d'ensoleillement de la période 1960 à 1990 et depuis 2000, toutes les années ont présenté des ensoleillements plus élevés que pour cette période ; peut-être s'agit-il du réchauffement climatique ? Le côté le plus étonnant est la douceur des hivers : durant celui de 2006-2007 on observe + 78 % d'énergie en novembre et + 64,3 % en avril. Durant ce mois d'avril 2007, le système a produit plus d'énergie que pour un mois de juillet « moyen ».

4.8.3 Hangar agricole 167 kW

L'exemple de hangar présenté ici est typique des réalisations françaises récentes. Sa mise en service date du printemps 2009. Il est situé en Provence à Saint-Martin de Crau chez Philippe Manassero, producteur de fruits. Son emplacement est fort bien adapté au meilleur des climats solaires du sud de la France. Le montage a été effectué par le Groupement photovoltaïque du Luberon[1].

La couverture sud en tôle d'un hangar agricole existant d'environ 1 250 m^2 a été complètement remplacée par des panneaux photovoltaïques fixés sur des supports de type Mecosun[2] spécialement développés pour ce type d'installation. Ce support se fixe par des attaches aux poutraisons métalliques du hangar. Les avantages sont que le support accepte des panneaux « standards » à cadres aluminium de toutes dimensions et que le montage se fait en progressant latéralement : on commence par découvrir une tranchée verticale jusqu'au faîte des anciennes tôles, on fixe les premiers rails, ensuite les panneaux et on progresse ainsi en découvrant une surface réduite de la toiture, ce qui permet de travailler également par légères pluies. Les figures 4.28 à 4.30 montrent la toiture en cours de montage et le changement d'aspect saisissant entre l'ancienne et la nouvelle couverture.

Les particularités de cette réalisation sont résumées ci dessous :

- Puissance photovoltaïque STC installée : 167,6 kW
- Panneaux solaires : Solarwatt M230, 4 × 182 modules
- Onduleurs : 4 × Sputnik Solarmax 35S, 35 kW nominal
- Surface de la toiture solaire : 1200 m^2
- Inclinaison des panneaux : 17°
- Azimut : Sud

Le système est divisé en quatre champs photovoltaïques alimentant chacun un onduleur de dernière génération Solarmax 35S au rendement européen de 95,5 %. Un boîtier intermédiaire « informatisé » (figure 4.17) fait l'interface entre les 16 chaînes de 13 panneaux en série et l'onduleur. Chaque chaîne est ainsi constamment suivie pour détecter toute baisse de performance. Un puits de lumière, réalisé aux dimensions des panneaux, est associé à chaque chaîne, ce qui permet une disposition optimale du câblage en deux rangées verticales de sept modules : 13 panneaux et un puits.

1. www.pvluberon.com
2. www.mecosun.fr

Copyright © 2009 Dunod.



Figure 4.28 – Hangar 167 kW en cours de montage (Photo : M. Villoz).



Figure 4.29 – Hangar 167 kW : ancienne couverture (Photo : M. Villoz).

© Dunod – La photocopie non autorisée est un délit.
Copyright © 2009 Dunod.



Figure 4.30 – Hangar 167 kW : nouvelle couverture (Photo : M. Villoz).

La figure 4.31 montre une vue sous les panneaux.

– On remarque les crochets liant le rail Mecosun et la structure du bâti qui permettent une fixation sans perforation des profilés.
– Une petite tôle pliée disposée sous les jointures horizontales des panneaux fait office de chéneau pour récupérer les gouttes suintant par fortes pluies et pour les ramener sous le rail principal où une rigole fait office de chéneau principal.



Figure 4.31 – Hangar 167 kW : détails du support (Photo : M. Villoz).

Copyright © 2009 Dunod.

– Le câblage est fixé verticalement dans un pli du rail support et dans des échelles ajourées d'abord horizontales et ensuite verticales jusqu'aux boîtiers de liaison.
– Le câblage et la structure permettent un accès aisé à tout panneau présentant un problème : ceux-ci sont accessibles et démontables par-dessus et peuvent être posés ou délogés par des grandes ventouses de vitrier. On peut marcher délicatement sur la nouvelle toiture sans problème.
– La nouvelle toiture liant les rails verticaux au bâti améliore la stabilité du hangar en rigidifiant toute la structure.

Le tableau 4.22 présente les principales caractéristiques de ce système avec les résultats de la simulation.

Tableau 4.22 – Hangar 167 kW : données et simulation de performances.

		Unité		Total	Note
Panneaux	Solarwatt M230-96 GET AK	230 W	728 pces	167,6 kW	STC
Onduleurs	Sputnik Solarmax 35S	35 kW	4 pces	140 kW	nominal
Câblage	56 strings de 13 modules	Vmp/Imp	553 V	272 A	à 50 °C
Production simulée	1 401 kWh/kWc	235	MWh/an		
Revenus estimés		143 000	€/an		0,61 €/KWh

La figure 4.32 présente la salle des onduleurs.



Figure 4.32 – Hangar 167 kW : salle des onduleurs (Photo : M. Villoz).

© Dunod – La photocopie non autorisée est un délit.

Copyright © 2009 Dunod.

La figure 4.33 est une vue du hangar complètement couvert de sa nouvelle toiture photovoltaïque



Figure 4.33 – Hangar 167 kW : toiture terminée (Photo : M. Villoz).

Copyright © 2009 Dunod.

5 • GÉNÉRATEURS PHOTOVOLTAÏQUES AUTONOMES

Ces générateurs autonomes sont les plus anciens historiquement, ils sont apparus dans les années 1970 avec les panneaux solaires montés sur les satellites, autonomes par excellence. Ont très vite suivi les applications de pompage et d'électrification rurale dans les pays en voie de développement, puis les applications autonomes domestiques et techniques dans les pays industrialisés.

Le lecteur sera peut-être surpris par l'importance de ce chapitre qui n'est pas proportionnel à la part de l'autonome dans le photovoltaïque aujourd'hui. Cette longueur s'explique par le fait qu'un système solaire autonome n'est pas seulement un générateur photovoltaïque mais comporte aussi du stockage d'énergie, des régulateurs, et des récepteurs souvent spécialement développés pour cet usage. Concevoir un système autonome demande souvent de revoir sa consommation d'énergie et d'optimiser celle-ci pour ne garder que l'essentiel nécessaire à la fonction à alimenter.

De plus, les applications que l'on décrit dans ce chapitre sont très diversifiées : l'autonomie d'énergie est intéressante dans un grand nombre de circonstances particulières qu'il convient d'identifier et de traiter quasiment au cas par cas.

5.1 Composants d'un système autonome

Comme on l'a vu au chapitre 1, quand on veut une vraie autonomie sans autre apport énergétique, toute l'énergie doit être apportée en journée par le champ photovoltaïque et le stockage est indispensable dès qu'il existe une consommation hors des périodes d'ensoleillement, contrairement à un système photovoltaïque raccordé qui puise la nuit l'énergie sur le réseau

5.1.1 Stockage de l'énergie

Le stockage de l'énergie dans les systèmes photovoltaïques autonomes est en général assuré par des *batteries*, ou *accumulateurs* (c'est la même chose en français). Attention, en anglais, une *battery* peut être une *rechargeable battery*, mais aussi une *primary battery*, dans ce cas c'est une pile, donc non rechargeable.

Seules quelques applications utilisant l'énergie au fil du soleil comme par exemple du pompage ou de la ventilation peuvent se passer d'accumuler l'énergie ; aussi, la maîtrise des batteries est-elle un élément essentiel au succès des systèmes autonomes.

© Dunod – La photocopie non autorisée est un délit.
Copyright © 2009 Dunod.

Dans ces systèmes, le stockage d'énergie représente environ 20 à 30 % des investissements initiaux mais sur une durée d'exploitation de vingt ans, ce coût peut atteindre 70 % des frais totaux ; il est donc primordial d'essayer de réduire ce prix en augmentant la durée de vie de ce composant. En effet, elle est toujours inférieure à celles des panneaux, il faut donc remplacer les batteries plusieurs fois au cours de la durée de service du système (tous les 2, 5 ou 10 ans selon le cas). Phénomène amplifié par la température, car la corrosion est plus rapide quand il fait chaud.

Les batteries utilisées dans les systèmes solaires autonomes sont en général de type plomb-acide (Pb). Les batteries cadmium-nickel (NiCd) ne sont plus que rarement utilisées car leur prix est beaucoup plus élevé et elles contiennent du cadmium (toxique). Leurs remplaçantes, les batteries nickel-métal-hydrure (NiMH) sont intéressantes et on en donnera quelques paramètres typiques, leur emploi étant plus fréquent dans les applications professionnelles haut de gamme, ou de très petite taille (< 2 Ah). Nous parlerons aussi des batteries au lithium (Li-ion par exemple), certains modèles pouvant, moyennant certaines précautions, être intéressants pour le solaire car compacts, mais encore chers. D'autres batteries sont en développement principalement chez les constructeurs s'intéressant à la voiture électrique. On peut citer également un développement qui utilise de l'air comprimé comme accumulateur d'énergie, l'intérêt potentiel de ce procédé étant la grande durée de vie prévue et l'absence de composants chimiques à recycler.

■ Batteries au plomb

La batterie au plomb est un composant développé depuis le XIXe siècle et son fonctionnement est bien connu. Deux électrodes de plomb et d'oxyde de plomb sont plongées dans un électrolyte composé d'acide sulfurique dilué. En reliant les deux électrodes à un récepteur externe consommant du courant, elles se transforment en sulfate de plomb et l'acide se dilue, phénomène qui permet d'évaluer l'état de charge de la batterie en mesurant la densité d'acide. En fournissant un courant opposé au système, l'acide se concentre et les deux électrodes retournent à leurs états initiaux.

Copyright © 2009 Dunod.

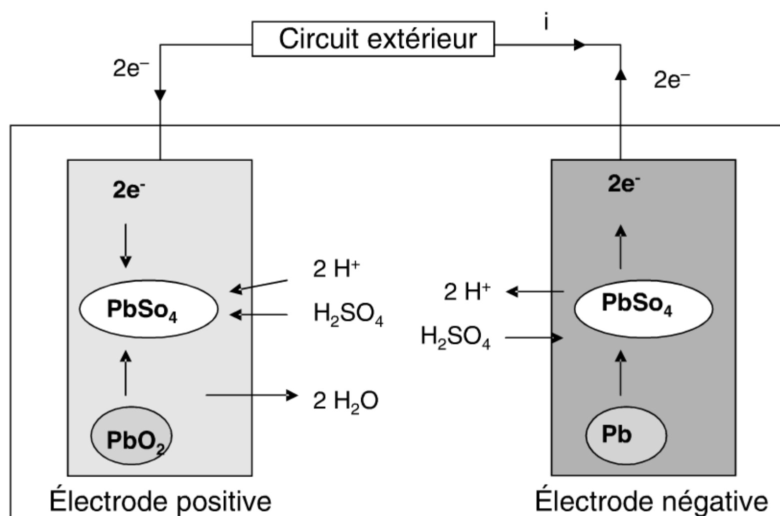
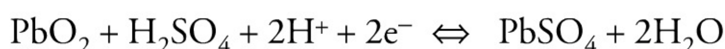


Figure 5.1 – Configuration schématique d'une batterie au plomb et réactions chimiques (ici lors d'une décharge).

Électrode positive	Acide	Électrode négative	Électrode positive	Eau	Électrode négative
		Charge $\leftarrow$			
PbO_2	$2H_2SO_4$	Pb	$PbSO_4$	$2H_2O$	$PbSO_4$
		$\rightarrow$ Décharge			

À l'électrode positive :



$$PbO_2 + H_2SO_4 + 2H^+ + 2e^- \Leftrightarrow PbSO_4 + 2H_2O$$

À l'électrode négative :



$$Pb + H_2SO_4 \Leftrightarrow PbSO_4 + 2H^+ + 2e^-$$

La tension nominale d'équilibre est la somme des équilibres aux deux électrodes :

$$E + (PbSO_4/PbO_2) = 1{,}7\ V \text{ et } E - (PbSO_4/Pb) = -\ 0{,}3\ V, \text{ soit } E = 2{,}0\ V.$$

Nous arrêtons ici les détails électrochimiques des réactions des électrodes avec l'origine de la tension de 2 V pour donner quelques indications plus générales et pratiques ; le lecteur qui vous voudrait approfondir ces questions peut se reporter à l'excellent article[1] sur les batteries fermées du Dr D. Berndt.

La masse positive chargée est en dioxyde de plomb brun, la masse négative chargée est en plomb gris spongieux. Durant la charge, du dioxyde de plomb se forme sur l'anode tandis que la cathode se transforme en plomb pur et que l'acide sulfurique se concentre. Durant la décharge, une partie de l'électrolyte se lie au plomb et le transforme en sulfate de plomb ; cette transformation produit de l'eau, ce qui fait baisser la densité de l'électrolyte. On peut calculer cette variation de densité en fonction de la charge/décharge : pour chaque Ah de décharge, 3,654 g d'acide se lie au plomb et 0,672 g d'eau est produit, la charge produisant les mêmes valeurs en retour. Cette variation de densité est facile à mesurer dans les batteries ouvertes pour contrôler l'état de charge.

La variation de densité de l'électrolyte a un autre effet important qui limite l'emploi des batteries à basse température, sa température de congélation augmentant lorsque la batterie est déchargée.

Chaque cellule de batterie plomb fournit une tension moyenne de 2 V et l'on assemble en série/parallèle le nombre d'éléments nécessaires pour atteindre une tension et un courant désirés. Les petites capacités vont souvent par batteries de 6 ou 12 V (trois ou six cellules en série) alors que les grandes capacités partent d'éléments 2 V, qui peuvent atteindre plusieurs milliers d'Ah, connectés en série et en parallèle.

1. D. Berndt, *Valve-regulated lead-acid batteries : Journal of Power Sources*, 100, 2001.

© Dunod – La photocopie non autorisée est un délit.
Copyright © 2009 Dunod.

☐ Construction

La première batterie développée par Planté en 1859 utilisait des plaques de plomb solides. L'oxyde était formé sur une plaque durant la charge. Ce type « Planté » est encore utilisé pour des applications spéciales aujourd'hui. Les désavantages de ces batteries sont qu'elles sont lentes à fabriquer (donc chères) et que leur structure massive donne peu de contact entre la masse de plomb et l'électrolyte, ce qui augmente la résistance interne R_{Bi}, qui est formée des résistances de l'électrolyte et des contacts matière active-grilles. D'autre part, la faible proportion de plomb actif rend la batterie très lourde avec une mauvaise densité énergétique.

Pour éviter ces problèmes, Sellon en 1881 inventa une électrode en deux parties : une grille de plomb solide et une matière spongieuse de remplissage de matériel actif en oxyde de plomb (PbO_2) sur l'anode et en plomb sur la cathode.

Les grilles servent de support solide et de conducteur de courant. Les réactions chimiques désirées interviennent seulement avec les masses actives de remplissage. Cette séparation des fonctions permet une fabrication plus aisée et moins chère. D'autre part la structure poreuse des électrodes permet un accès plus rapide au courant et abaisse la résistance interne. Cette construction est encore la règle aujourd'hui. Entre les électrodes sont disposés des séparateurs en plastique poreux laissant passer l'acide mais empêchant un court-circuit des électrodes.

Le matériel actif est fait de micrograins liés avec de nombreuses cavités ou pores. Les réactions chimiques ont lieu à la surface de ces grains et ceci demande une diffusion de l'électrolyte à travers les pores. Ce mouvement est ralenti par la petite taille des pores, ce qui rend la concentration de l'acide non uniforme à travers les plaques de la batterie.

L'uniformité n'apparaît que lorsque la batterie est restée au repos, sans charge ni décharge, durant plusieurs heures. À ce moment, la tension en circuit ouvert V_{Bi} peut être déterminée empiriquement par la formule :

$$V_{Bi} = \rho_e + 0{,}84 \qquad \text{(V)}$$

où ρ_e représente la densité de l'électrolyte en g/cm^3.

Pour des batteries pleinement chargées, ρ_e est entre 1,20 et 1,28 g/cm^3, ce qui donne pour V_{Bi} des valeurs entre 2,04 et 2,12 V.

Le sulfate de plomb $PbSO_4$ a un volume 1,5 fois plus grand que l'oxyde PbO_2 et trois fois plus grand que le plomb. En conséquence, le matériel actif des électrodes gonfle durant la décharge, empêchant la diffusion de l'électrolyte dans les pores et produisant des contraintes mécaniques dans les plaques. Ces contraintes peuvent déloger le matériel actif des grilles, spécialement de l'électrode positive. Le matériel délogé n'est plus utile et s'accumule au fond du bac, réduisant la capacité, et pouvant finalement court-circuiter les plaques, rendant la batterie inutile.

Électrolyte

L'électrolyte, constitué d'acide sulfurique dilué dans de l'eau distillée est un excellent transporteur d'ions. Comme il se transforme durant la charge ou la décharge, sa densité varie.

Copyright © 2009 Dunod.

Dans les **batteries ouvertes**, en fin de charge, une petite partie de l'eau est électrolysée et de l'hydrogène et de l'oxygène s'échappent : il faut donc régulièrement compenser cette perte en rajoutant de l'eau distillée.

Dans les **batteries fermées** à soupape d'échappement (VRLA)[1], l'électrolyte est maintenu par un gel de silicate de sodium ou absorbé dans un séparateur de fibre de verre (AGM)[2]. La nature de cet électrolyte a un impact direct sur la durée de vie des batteries fermées : l'électrolyte gel est le plus durable. C'est un critère de choix primordial qui fait souvent préférer ce type d'électrolyte dans un système photovoltaïque autonome pour prolonger la durée de vie de la batterie. Ce type de batterie n'a pas de réserve excédentaire d'électrolyte et il est important d'éviter toute surcharge électrolysant l'eau. Cependant en fin de charge, un peu d'hydrogène peut s'échapper par les soupapes et l'oxygène diffuse de l'électrode positive vers l'électrode négative pour s'y recombiner chimiquement.

Électrode négative

Pour réduire les grandes variations de volume de l'électrode négative, on ajoute à la masse active de plomb pur des matériaux dilatateurs comme par exemple le sulfate de baryum et pour améliorer sa conductivité on ajoute du carbone. Pour la composition des grilles, l'important est de conduire le courant et de résister à la corrosion tout en gardant le contact avec la masse active. La matière active est en général coulée et on ajoute au plomb de l'antimoine pour améliorer la fluidité et la solidité de l'alliage. Anciennement la proportion d'antimoine pouvait atteindre 5 à 10 % mais ces batteries consommaient beaucoup d'eau et avaient une autodécharge importante. Pour réduire ces effets, l'antimoine est réduit à moins de 1 % et l'alliage étant très difficile à couler, on ajoute d'autres matériaux comme de l'arsenic, de l'étain, du cuivre et du soufre ou du sélénium pour arriver à couler les plaques. Enfin, pour produire une batterie dite « sans entretien » ne consommant pratiquement pas d'eau l'antimoine est remplacé par du calcium, de l'aluminium et de l'étain pour obtenir un alliage plus solide, résistant à la corrosion, et quand même ductile pour être coulé. Pour la grille la tendance actuelle est d'utiliser un métal expansé contenant beaucoup moins de plomb pour réduire son poids. Ceci n'est possible que pour la grille négative qui contient une masse active de plomb pur favorisant la conduction.

Les électrodes spiralées sont une autre possibilité qui permet à la fois d'alléger la masse de plomb, donc de l'utiliser pur, ce qui élimine quasiment l'autodécharge ; et de multiplier la surface d'échange électrode/électrolyte.

Électrode positive

Il existe trois types d'électrode positive : les plaques planes, les électrodes tubulaires et le type Planté.

Les **premières électrodes de type Planté** étaient en plomb pur coulé en plaques planes avec des nervures et des sortes d'arêtes pour augmenter la surface. L'oxydation

1. VRLA = *Valve Regulated Lead-Acid*.
2. AGM = *Absorbent Glass Mat*.

© Dunod – La photocopie non autorisée est un délit.
Copyright © 2009 Dunod.

de la plaque se fait par l'acide sulfurique et un anion (nitrate ou perchlorate) qui forme un sel Pb^{2+} soluble et empêche la passivation totale de la plaque. La plaque finale de 6 à 12 mm d'épaisseur sera formée d'une couche épaisse d'oxyde spongieux liée à du plomb pur, mélange très solide et durable mais avec une faible proportion de masse active. La densité d'énergie typique d'une batterie Planté est de l'ordre de 7 à 12 Wh/kg.

Pour les **plaques planes** qui représentent les batteries courantes et économiques, l'électrode est constituée d'une grille de plomb remplie d'oxyde de plomb spongieux. Pour améliorer la solidité et éviter une perte de masse active, on ajoute parfois une couverture poreuse de fibre de verre ou de plastique retenant l'oxyde à l'intérieur de la grille.

Dans les **batteries tubulaires**, l'électrode positive est constituée de séries de tubes alignés comme les dents d'un peigne. Les dents de la grille en plomb sont entourées d'oxyde de plomb spongieux retenu par des tubes poreux de fibre de verre et protégés par une gaine de polyester ou de PVC. Ce type de plaque très solide autorise un grand nombre de cycles charge/décharge.

Séparateurs

Les séparateurs servant à empêcher le contact entre les deux grilles doivent être :

– résistants à l'électrolyte,
– solides avec une épaisseur précise et uniforme,
– perméables à l'électrolyte et aux gaz mais isolants électriquement.

Les séparateurs doivent résister à l'expansion de la masse active durant la décharge tout en laissant passer l'électrolyte. Ils sont en général constitués de feuilles plastiques à surface dentelée pour garantir mécaniquement la distance entre les plaques, la partie perméable se trouvant dans les vallons entre les dents.

Dans les batteries destinées à un cyclage fréquent, on ajoute des couvertures poreuses en fibre de verre ou plastique au matériel actif pour l'empêcher de sortir de son logement. Ces couvertures sont constituées de séries de tubes dans les batteries dites tubulaires.

□ Caractéristiques de charge

REMARQUE

Pour simplifier le propos, on parle d'énergie emmagasinée ou restituée par la batterie aussi bien en Wh qu'en Ah, unités se rapportant à un système de tension nominale V_B. Dans ce cas, l'énergie réelle est égale à $V_B \times$ Ah.

On représente à la figure 5.2 l'allure de la courbe de charge à courant constant d'une batterie au plomb pour différentes températures. Durant la charge, le courant entre dans la batterie par l'anode, ce qui produit une fabrication d'acide et augmente ainsi la densité de l'électrolyte. En conséquence, la densité d'ions augmente également, ce qui fait baisser la résistance série R_{Bi} et augmenter la tension V_{Bi}. Vers la fin de charge, la densité de matériel actif baisse et une partie du courant n'est plus absorbée. Ce courant tend alors à électrolyser l'eau, produisant de l'oxygène et de

Copyright © 2009 Dunod.

l'hydrogène (O_2 sur l'électrode positive et H_2 sur l'électrode négative). Ce phénomène, appelé gazéification, a des avantages et des inconvénients.

– Les désavantages incluent la perte d'eau et la corrosion de la plaque positive par l'oxygène. Si la surcharge est très intense, du matériel actif peut être délogé par les bulles de gaz.
– Les avantages sont principalement que les bulles brassent l'électrolyte et le rendent plus homogène, évitant la *stratification de l'électrolyte* : s'il n'est pas remué (comme dans une batterie de véhicule par les secousses) l'électrolyte tend à se concentrer au fond de la batterie, ce qui entraîne une corrosion plus rapide du bas des plaques.

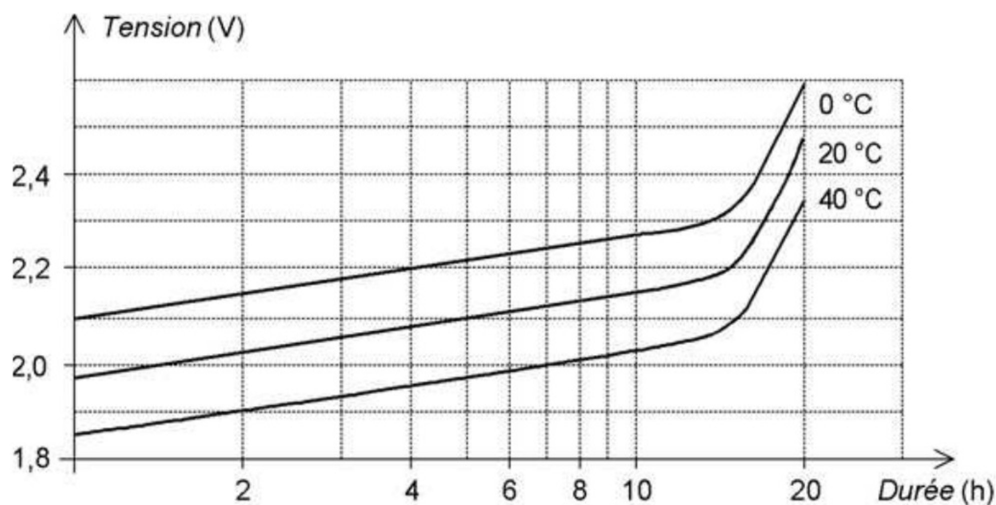


Figure 5.2 – Caractéristiques de charge d'une batterie au plomb (à courant constant).

En cas de surcharge, la batterie perdra de l'eau qui devra être remplacée. Si une partie des plaques n'est pas recouverte d'électrolyte, des dommages irréversibles peuvent apparaître.

Durant la gazéification, la résistance interne augmente considérablement, ce qui correspond à une brusque augmentation de la tension (voir les courbes de la figure 5.2) ; ceci facilite la conception de régulateurs, la fin de charge étant facile à mesurer.

D'autre part, les courbes en températures suivent des parallèles régulières et on peut déterminer une dépendance linéaire de la tension maximale en température qui vaut par élément de 2 V :

$$dV/dT = -5 \text{ mV/K}$$

Pour les installations photovoltaïques, le régime de courant est très souvent faible et l'on peut considérer que la batterie reste à la température ambiante (la dissipation interne due à R_{Bi} est négligeable). Les contrôleurs peuvent ainsi simplement mesurer la température ambiante pour respecter ces conditions de charge.

Lorsque la température ambiante augmente, l'électrolyte se dilate, ce qui baisse la concentration d'acide. En conséquence, la densité et V_B (tension de batterie) baissent. Mais l'augmentation de température donne aux ions une plus grande mobilité et cet effet surpasse la dilatation, ce qui en définitive abaisse R_{Bi} à haute température.

© Dunod – La photocopie non autorisée est un délit.
Copyright © 2009 Dunod.

La proportion de masse active par capacité emmagasinée est de 11,97 g/Ah. Comme la tension d'un élément est de l'ordre de 2 volts, la densité énergétique maximale théorique de la batterie est environ de 170 Wh/kg. En pratique cette valeur est beaucoup plus faible car les grilles en plomb, le boîtier et l'électrolyte pèsent aussi et la densité est ramenée en général entre 20 et 40 Wh/kg.

☐ Caractéristique de décharge

On représente à la figure 5.3 les courbes de décharge à différents courants. L'équation électrique de la décharge est :

$$V_B = V_{Bi} - I \times R_{Bi} \tag{1}$$

La décharge est la transformation du PbO_2 et du Pb, les matériaux actifs, en $PbSO_4$ accompagnée par l'absorption d'acide de l'électrolyte. Cette absorption d'acide augmente R_{Bi}, ce qui contribue à faire baisser V_B. Cette caractéristique varie avec l'âge de la batterie : les courbes données ci-dessous seront plus basses avec une batterie âgée, la résistance interne ayant augmenté. Lorsque la batterie est fortement déchargée, le matériel actif, fortement gonflé, bloque les pores, ce qui empêche l'électrolyte d'atteindre en profondeur la masse active. À ce moment la tension chute brutalement, ce qui permet également de dimensionner facilement un régulateur qui coupe les consommateurs. Cependant, si la décharge est très profonde et si la batterie reste dans cet état longtemps, le sulfate des plaques tend à former de grands cristaux permanents qui empêcheront le courant de passer. Ce phénomène, s'il est partiel va faire baisser la capacité de la batterie, mais s'il est important, il peut alors complètement bloquer tout courant : on parle alors de batterie sulfatée.

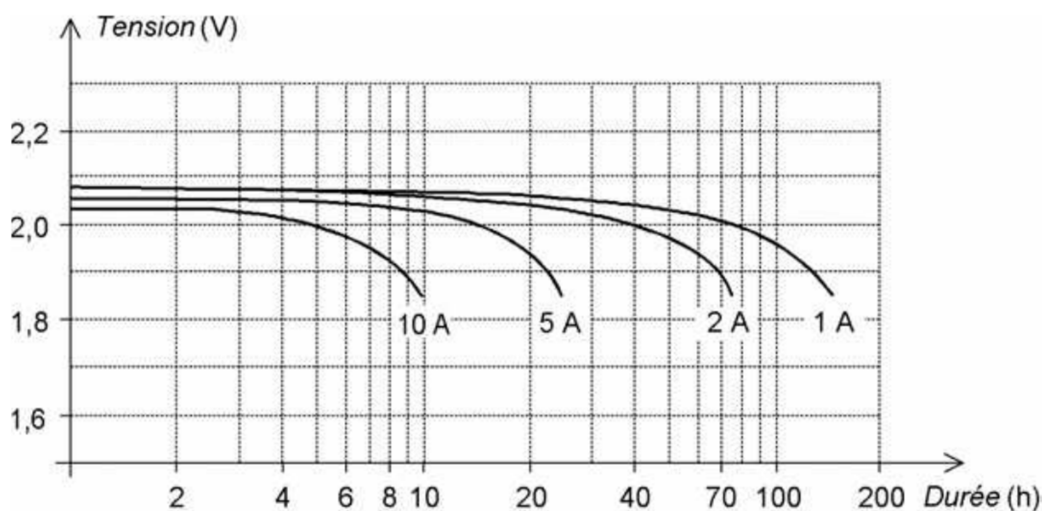


Figure 5.3 – Caractéristiques de décharge typiques d'une batterie au plomb de 100 Ah.

☐ Capacité

La capacité nominale C_B d'une batterie est la quantité d'Ah qui peut être extraite en un temps donné (voir les unités en annexe 1). Typiquement la fin de décharge nominale est une tension V_B de 1,85 V/élément. L'équation de décharge (1) montre

Copyright © 2009 Dunod.

que si le courant de décharge augmente, V_{Bi} sera plus élevée lorsque V_B =1,85 V sera atteinte. Donc la capacité baisse lorsque le courant augmente. La figure 5.4 quantifie ce phénomène.

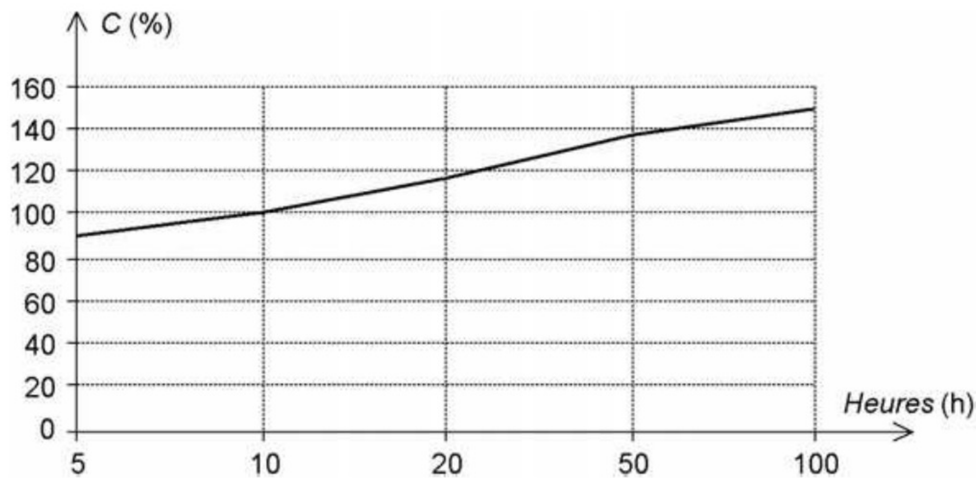


Figure 5.4 – Capacité en fonction de la durée de décharge. C(%) est une capacité relative, égale à 100 pour C_{10} (cf. explications dans le texte).

Cette capacité est fortement dépendante de la température (cf. ci-dessous).

□ État de charge

L'état de charge d'une batterie E_{CH} est la quantité d'électricité encore disponible en Ah divisé par la capacité nominale de la batterie : si $E_{CH} = 1$, la batterie est pleine, si $E_{CH} = 0$, la batterie est vide.

La profondeur de décharge P_D est le complément de l'état de charge : $P_D = 1 – E_{CH}$.

Pour comparer deux batteries, il faut connaître leur capacité au même courant de décharge, ou au moins à la même vitesse de décharge. C'est le régime de travail de la batterie. Les batteries professionnelles (par exemple tubulaires) sont souvent données pour une décharge en dix heures alors que pour de petits systèmes photovoltaïques, la valeur de capacité pour une décharge de vingt heures est assez pratique : c'est souvent le niveau de courant d'utilisation de la batterie. On parle alors de capacité C_{10}, C/10 ou 0,1 C (pour dix heures), et de $C_{20,}$ C/20 ou 0,05 C (pour vingt heures).

> **REMARQUE**
> Par extension, on parle aussi de charge (ou de décharge) à C/10 ou à C/20. Par exemple, charger une batterie 20 Ah à C/10, c'est lui appliquer un courant de charge de 2 A.

□ Effet de la température

La température ambiante influence directement la capacité qui baisse lorsque la température décroît (figure 5.5). On remarque qu'en dessous de 0 °C, la capacité baisse rapidement : pour une utilisation à ces températures il faut limiter si possible l'usage de l'accumulateur ou augmenter fortement sa capacité pour éviter sa destruction par le gel. On utilise dans ce cas un régulateur à tension de coupure ajustable qui permet de couper les utilisateurs au-dessus du point de congélation de l'électrolyte. Pour les systèmes travaillant au-dessous de 0 °C, on utilisera un régulateur

© Dunod – La photocopie non autorisée est un délit.
Copyright © 2009 Dunod.

qui compense la tension maximale de charge de – 5 mV/°C. La figure 5.6 donne l'état minimum de charge à respecter pour une batterie de 100 Ah/10 heures en fonction de la température pour éviter la congélation de l'électrolyte.

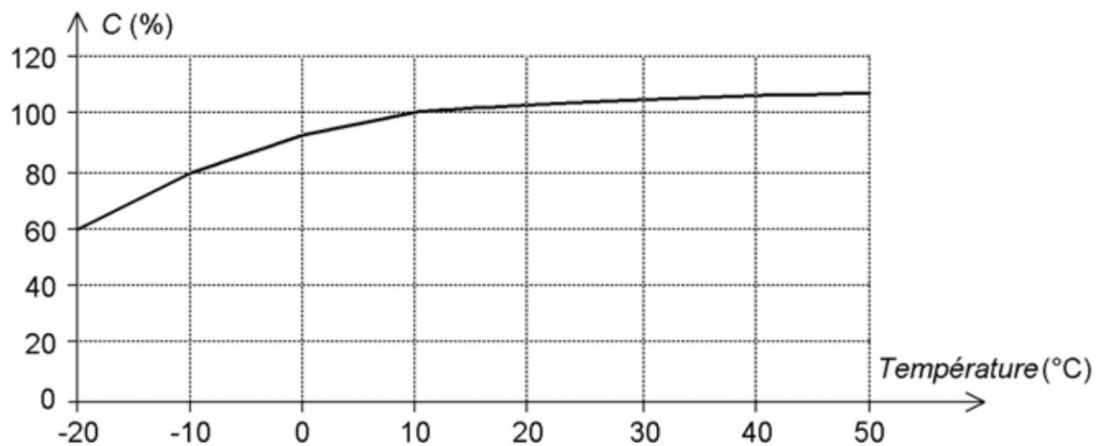


Figure 5.5 – Variation typique de la capacité d'une batterie Plomb en fonction de la température (Même remarque que sur la figure 5.4).

À température élevée (> 25 °C), il faut également prévoir la compensation thermique pour éviter l'évaporation de l'électrolyte ; à ces températures, on utilise souvent un électrolyte moins concentré (ρe entre 1,20 et 1,22) pour limiter la corrosion interne de la batterie. La mobilité augmentée par la température compense la baisse de densité et R_{Bi} ne varie pas trop.

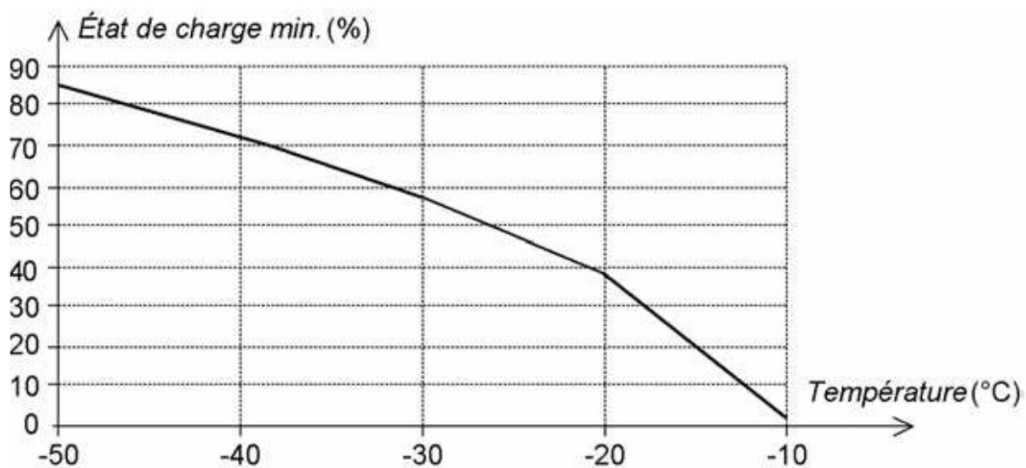


Figure 5.6 – État minimal de charge avant congélation.

☐ Rendement

Le rendement à petits courants de charge/décharge est pratiquement constant : pour une batterie neuve on prend une valeur de 0,83 en Wh ou 0,9 en Ah. Ce rendement est fortement fonction de l'état de charge de la batterie : pour un état de charge « moyen », il est élevé et il baisse ensuite rapidement lorsqu'on atteint la fin de charge et que le courant n'est plus absorbé par la masse active mais commence à électrolyser l'eau.

Copyright © 2009 Dunod.

☐ Cycles et durée de vie

Le nombre de cycles maximal et la durée de vie sont fortement dépendants de la technologie de fabrication et des conditions d'utilisation. Par exemple, en utilisation en pays très chaud (température ambiante > 35 °C), si on fait l'hypothèse que les phénomènes de corrosion seront les premiers à limiter la durée de vie de la batterie et que le nombre maximal de cycles ne sera pas atteint, on aura tendance à limiter la capacité et ainsi l'investissement matériel au départ et on choisira des cycles journaliers de charge/décharge de l'ordre de 80 %. Par contre en pays tempérés, en utilisant un régulateur de qualité, les phénomènes de corrosion peuvent être limités et le choix du dimensionnement de la batterie et de la profondeur de décharge dépendra de nombreux critères comme :

- l'autonomie désirée en tenant compte des variations d'ensoleillement ;
- les coûts de remplacement des batteries en fonction du transport, de la facilité d'accès au site, du coût de la main-d'œuvre ;
- les capacités d'investissement au départ et les frais financiers d'amortissement ;
- l'aspect environnemental, comment recycler localement les batteries…

En première approximation, le nombre de cycles sera inversement proportionnel à la profondeur de décharge : par exemple une batterie pouvant fournir 300 cycles à 100 % de décharge devrait fournir 600 cycles à 50 % de décharge avec une bonne régulation.

De même en première approximation, une batterie plomb quelle que soit sa technologie, voit sa durée de vie diminuer d'un facteur 2 tous les 10 °C, du fait de la corrosion.

Ainsi, si la durée de vie d'une batterie est de dix ans à 25 °C, elle sera de cinq ans à 35 °C (en supposant cette température permanente).

Le tableau 5.1 donne quelques chiffres typiques de cycles et durée de vie des batteries au plomb ainsi que les coûts d'investissement et de l'énergie stockée en kWh sans tenir compte du rendement charge/décharge et des coûts financiers (loyer de l'argent). Ces coûts sont des valeurs hors taxe qu'un consommateur final peut obtenir en France en 2008.

Tableau 5.1 – Technologies des batteries au plomb.

Technologie	Cycles (80% de profondeur de décharge)	Durée de vie (ans)	Investissement (€/kWh)	Coût énergie (€ /kWh)
Voiture	100	7	90	1,1
Plaque solaire	250	7	100	0,5
Fermée AGM	250	5	170	0,85
Fermée gel	400	8	200	0,6
OpZs tubulaire	550	12	150	0,4
Tubulaire bloc	1 200	15	200	0,2

Copyright © 2009 Dunod.
© Dunod – La photocopie non autorisée est un délit.

Il existe d'autres variations des technologies présentées souvent fabriquées en relativement petites séries pour des applications professionnelles. On trouve par exemple des batteries tubulaires fermées avec du gel pour le maintien de l'électrolyte, des batteries Planté…

Les batteries modernes sont la plupart à faible autodécharge, c'est-à-dire qu'elles perdent moins de 3 % de capacité par mois à 20 °C. Cependant cette valeur triple à 30 °C et dans la gestion d'un stock de batteries ou lors de montage de grands systèmes en pays chauds, il faut impérativement en tenir compte et prévoir des charges d'appoint si un stock reste non utilisé longtemps.

□ Énergie grise et recyclage

L'énergie nécessaire pour fabriquer, installer et entretenir une batterie inclut l'énergie de chaque composant (plaques, séparateur, boîtier, acide…) et se calcule depuis l'extraction minière jusqu'au recyclage final lorsque la batterie est morte. Ces chiffres sont tirés de la publication de la tâche 3 de l'AIE : *Guidelines for Selecting Lead-acid Batteries in Stand-Alone PV Power Systems*[1].

Les énergies nécessaires à la fabrication et l'utilisation sont calculées pour des batteries de technologie standard et incluent le taux de recyclage. Les taux de recyclage sont aujourd'hui de 70 % aux USA, 60 % en Europe, 50 % en Afrique et 30 % en Asie. Ces taux incluent tous les types de batteries et souvent pour les énergies renouvelables en Afrique, le retour à l'usine est trop cher pour l'usager et le taux baisse à 20 %.

L'énergie grise totale est présentée au tableau 5.2 ainsi que l'énergie nécessaire au stockage d'énergie en sachant que la densité moyenne d'énergie des batteries solaires ouvertes est de 40 Wh/kg.

Tableau 5.2 – Énergie grise des batteries au plomb.

Type/Énergie	Total kWh/kg	Recyclage	Énergie/stockage Wh cons/Wh stocké
Nouvelle batterie	8,33		208
Batterie 100 % recyclée	4,76		119
Batterie pour PV en Afrique	7,62	20 %	191
Batterie en Europe	6,20	60 %	155

En conclusion, il faudra 190 cycles de fonctionnement en Afrique pour récupérer l'énergie grise dépensée.

En comparant ces chiffres avec ceux du tableau 5.1 présentant les durées de vie moyenne des batteries au plomb, on remarque que la batterie de type voiture souvent utilisée dans les SHS (*Solar Home System*) ne permettra même pas de stocker

1. Disponible sur le site www.iea-pvps.org

Copyright © 2009 Dunod.

autant d'énergie que celle dépensée pour sa fabrication et son installation. Avec les meilleures batteries plomb disponibles, on peut espérer au mieux stocker cinq à six fois l'énergie grise durant toute la durée de vie de la batterie. En réalité ce chiffre est nettement plus faible dans les systèmes solaires parce que 20 à 30 % d'énergie est perdue pour finaliser la charge ou parce que la batterie est pleine en été.

□ Groupement de batteries

On peut connecter en série/parallèle des batteries solaires exactement identiques et de même âge. La mise en parallèle n'est cependant pas recommandée ; il faut la réserver aux installations où la fourniture de grands éléments n'est pas possible. Dans ce cas, il faut veiller à l'équilibrage des courants par un câblage symétrique. Pour chaque chaîne de batterie (ensemble de batteries câblées en série), monter un fusible en série dans le câblage. Pour les petits systèmes, il est toujours avantageux de surdimensionner une batterie au départ, la mise en parallèle de batteries d'âges différents étant fortement déconseillée, la batterie la plus âgée faisant vieillir prématurément la nouvelle.

Une grande batterie du type utilisé dans les installations de secours (plusieurs MWh) est constituée souvent de plus de 100 éléments 2 V en série. Dans ces systèmes, la batterie est maintenue en *floating* et déchargée partiellement occasionnellement. Dans un système photovoltaïque de mêmes dimensions, la batterie subit des cycles journaliers, atteint régulièrement la fin de charge et au besoin doit se décharger profondément pour répondre à la demande. Si la régulation contrôle uniquement la tension globale, lors de chaque fin de charge, les éléments les plus faibles de la série sont surchargés et perdent plus d'électrolyte, ils vieillissent plus vite et perdent encore plus de capacité comparés aux autres éléments. En cas de décharge importante, un de ces éléments peut être complètement déchargé alors que les autres éléments peuvent encore fournir du courant. Dans ce cas, si la décharge continue, sa tension va s'inverser et augmenter rapidement parce que sa résistance interne est élevée, le stade ultime étant la destruction de cet élément, ce qui peut provoquer un incendie. Pour une batterie à tension élevée subissant des cycles importants, il faut mesurer les tensions intermédiaires des éléments et réguler en conséquence : l'institut Fraunhofer[1] en Allemagne a développé un régulateur spécial qui contrôle chaque élément séparément et transfère les charges nécessaires entre les cellules pour équilibrer la batterie.

■ Batteries au nickel

Dans ce paragraphe, on passe en revue de manière raccourcie les paramètres principaux de la batterie au NiMH (nickel métal hydrure). Cette batterie, qui a quasiment remplacé la batterie NiCd (nickel cadmium) était utilisée largement dans les appareils portables avant le Lithium-ion. Il existe peu de fabricants produisant encore des batteries au NiCd pour applications industrielles (réseaux télécoms, applications transport) mais avec les problèmes de recyclage du cadmium, il est peu probable que ces batteries se développent encore. Pourtant, des batteries NiCd haut de gamme, onéreuses et de longue durée de vie (15 à 20 ans) sont encore

1. http://www.ise.fhg.de/

© Dunod – La photocopie non autorisée est un délit.
Copyright © 2009 Dunod.

employées dans des systèmes photovoltaïques très particuliers, quand l'accès au site est très compliqué (haute montagne, désert…). Aussi ne présenterons-nous que le NiMH, composant moins polluant et possédant d'autres avantages sur le NiCd comme une plus grande densité énergétique (environ + 40 %).
Précisons que la gamme de ces accumulateurs NiMH est de faible capacité : modèles « bâtons » ou « boutons » de quelques mAh à quelques Ah, et donc réservés aux applications de faible capacité (photopiles intérieures et modules < 5 Wc).

☐ Caractéristiques de charge

Les figures 5.7 et 5.8 présentent des courbes typiques de charge à courants constants pour une cellule NiMH à trois températures. On remarque que ces courbes de charge varient en fonction de la température et du niveau de courant et que la fin de charge dépend également de la température. On constatera également l'absence de courbe de charge aux températures négatives : bien des accumulateurs NiMH ne peuvent prendre aucune charge en dessous de 0 °C, alors que la décharge, elle, est tout à fait possible aux températures négatives.

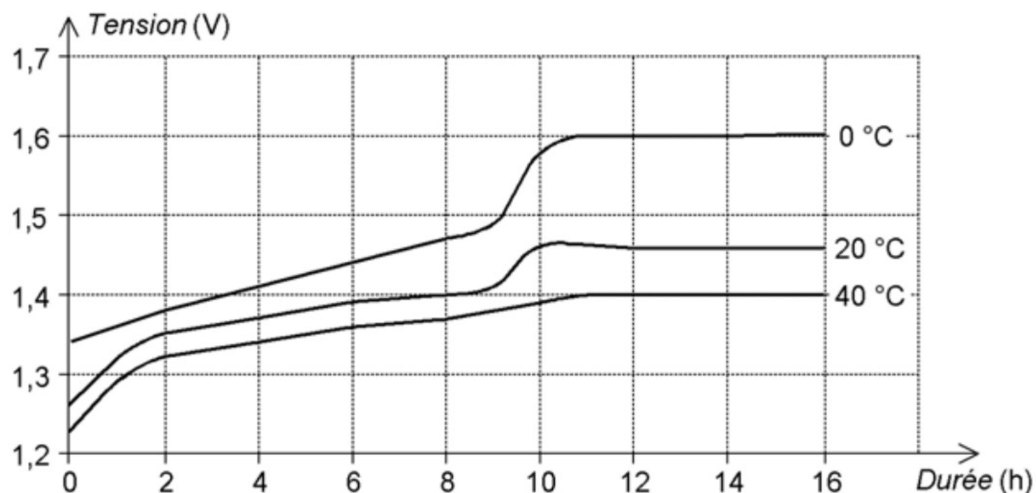


Figure 5.7 – Charge lente d'un élément NiMH à 0,1 C.

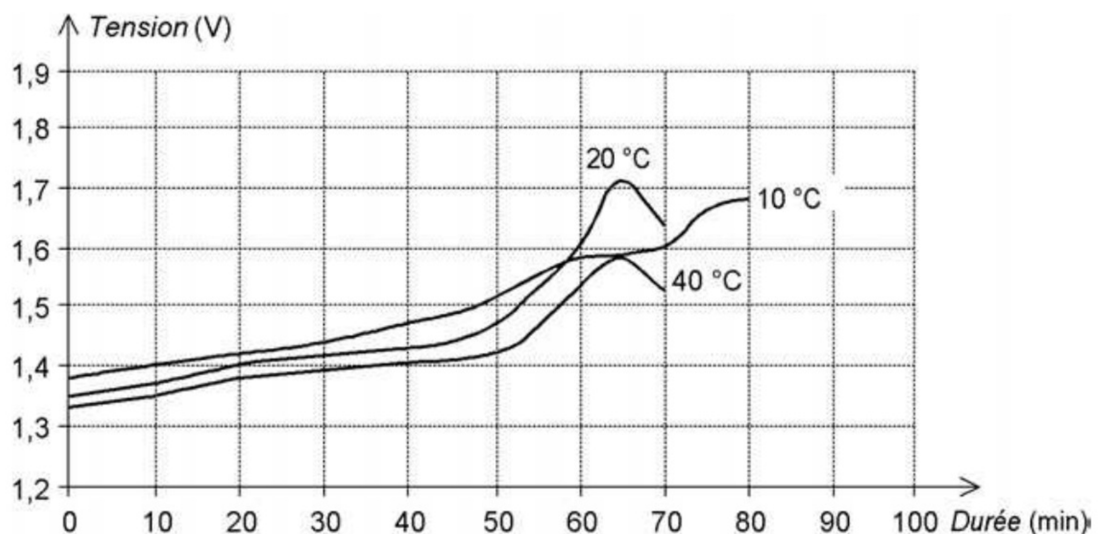


Figure 5.8 – Charge rapide d'un élément NiMH à 1 C.

Copyright © 2009 Dunod.

Ces effets rendent la conception d'un régulateur solaire difficile : en effet, le courant du panneau varie avec l'ensoleillement et la forte dépendance à la température et au niveau de courant imposent de mesurer la tension, les variations de tension en fonction du temps, la température et d'intégrer l'énergie entrante. Les chargeurs rapides d'accumulateurs NiMH fonctionnant sur le secteur sont en général équipés d'un processeur surveillant toutes ces valeurs.

☐ Caractéristique de décharge

La caractéristique de décharge des cellules NiMH varie suivant leur technologie, la température et le niveau de courant. On ne présente pas ici de courbe particulière, chaque fournisseur ayant des données différentes. Un point important à noter est que le NiMH peut être complètement déchargé, ce qui rend la présence d'un régulateur de décharge superflu si les récepteurs tolèrent des tensions très faibles.
Le tableau 5.3 indique les valeurs typiques de capacités en fonction du courant de décharge et de la température. On remarque que ces valeurs sont données à des courants relativement élevés parce que ces accumulateurs sont plutôt destinés à alimenter des appareils portables où l'autonomie dépasse rarement quelques heures.

Tableau 5.3 – Capacités relatives (%) d'un élément NiMH en fonction du courant de décharge et de la température.

Température/Courant	0,1 C	0,2 C	1 C	2 C	5 C
20 °C	106	100	87	81	63
0 °C	100	94	80	82	58
– 20 °C	87	80	58	40	

On a vu que les courbes de charge (figures 5.7 et 5.8) sont fortement influencées par la température. De même la capacité est influencée par la température et le niveau de courant. Un des avantages des batteries au nickel est qu'elles n'utilisent pas d'électrolyte à base d'eau et qu'elles ne gèlent pas. Les batteries Ni sont donc intéressantes dans les applications professionnelles à basse température ambiante (sauf les petits formats pile pour lesquels la charge doit se faire au-dessus de 0 °C).

☐ Autodécharge

Un désavantage important du NiMH en application solaire est son taux de pertes internes qui est beaucoup plus élevé que celui du plomb. Le tableau 5.4 donne le taux de pertes de capacité en fonction de la température et de la durée de stockage.

Tableau 5.4 – Perte de capacité (%) du NiMH en fonction de la température.

Temps/Température	20 °C	30 °C	40 °C	50 °C
5 jours	15	20	28	35
10 jours	22	28	36	50
30 jours	36	48	60	83

© Dunod – La photocopie non autorisée est un délit.
Copyright © 2009 Dunod.

On remarque que pour une batterie ayant une autonomie de cinq jours à 30 °C, il faut surdimensionner les panneaux solaires de 20 % pour tenir compte de l'autodécharge. Pour un usage en pays chaud, il est impératif d'installer les batteries dans un endroit à l'ombre et bien ventilé ou mieux dans une cave. Ne jamais installer de système compact qui contient des batteries dans un boîtier sous le panneau solaire. L'expérience a montré qu'une lampe compacte contenant à la fois un panneau solaire, un tube fluorescent et une batterie NiCd utilisée en Afrique voyait son autonomie réduite à quelques minutes par jour au lieu des trois à quatre heures prévues : la température des batteries atteignait 75 °C en milieu de journée.

□ Rendement

Le rendement charge/décharge du NiMH est en général plus faible que pour le plomb : calculé en Ah, il vaut en général 80 à 85 %, et 65 à 70 % calculé en Wh. De plus il baisse lorsque le courant de charge diminue : il est couramment < 50 % en Ah en dessous de C_{50}. Le panneau solaire qui lui sera associé devra être dimensionné pour charger entre C_{30} et C_{10} afin d'avoir un bon rendement de charge (il décroît ensuite pour des courants inférieurs).

□ Cyclage et durée de vie

C'est le paramètre le plus favorable des batteries au NiMH : elles fournissent en général 500 à 700 cycles à 80 % de décharge et elles supportent d'être stockées déchargées trois à cinq ans. Leur durée de vie est fonction de la température : elle atteint facilement dix ans à 20 °C d'ambiance et perd 20 % par chaque 10 °C d'augmentation.

□ Mise en série/parallèle

Ici également, le NiMH demande plus de soins : lorsqu'on monte plusieurs cellules de 1,2 V en série, si le système n'est pas équipé d'un régulateur coupant les utilisateurs au-dessous d'environ 1 V par cellule, il faut impérativement mesurer tous les éléments de batterie et appairer les capacités avant de les connecter en série. Si les éléments ne sont pas identiques, en cas de décharge totale, l'élément à plus faible capacité va devoir supporter une inversion de sa tension alors que les autres cellules peuvent encore débiter du courant : cet effet réduit rapidement la durée de vie de cet élément. Pour la mise en parallèle, les mêmes précautions que pour le plomb doivent être observées.

□ Prix

Les batteries au NiMH sont nettement plus chères que celles au plomb : pour comparer avec les batteries fermées au plomb (VRLA), leur coût à capacité équivalente est en général quatre à cinq fois plus élevé. Pour une utilisation à courte durée (autonomie faible), le coût au kWh sera environ deux fois celui du plomb.

■ Batteries au lithium

Les batteries au lithium sont pour l'instant réservées aux systèmes portables où leur grande densité énergétique (environ six fois mieux que le plomb étanche) est le

Copyright © 2009 Dunod.

principal intérêt. Le coût actuel à l'achat est de l'ordre de 1 000 €/kWh et le prix de l'énergie stockée correspondante est de 0,80 €/kWh sans garantie, le cyclage n'étant pas prouvé. Leur progression se fait aujourd'hui aux dépens des batteries nickel, leur densité énergétique et leur rendement étant meilleurs.

□ Technologie

Les avantages principaux du lithium sont sa haute densité énergétique, son rendement de stockage dépassant 93 % et un potentiel de réduction des coûts pouvant le rendre compétitif avec le plomb. La durée de vie et le nombre de cycles (six ans et 1 300 cycles à 100 % de profondeur de décharge) sont pour l'instant des estimations, la technologie étant trop jeune pour disposer de données fiables. Les désavantages principaux sont une fragilité et un danger de destruction violente en cas de fonctionnement en dehors de conditions strictes (température et tension), ce qui impose un contrôle électronique de chaque cellule de batterie 3 V avec monitoring individuel et transfert de charge entre les éléments pour les équilibrer dans une grande batterie. Les fabricants offrent en général des blocs contenant déjà une protection interne (thermique, coupure à très basse tension, < 1,5 V) mais cette protection peut être détruite par un chargeur défectueux ou l'électricité statique et se transformer en un simple shunt : dans ce cas l'élément devient très dangereux si les circuits externes ne limitent pas également la plage de tension strictement. Cette technologie compliquée risque d'avoir un développement limité pour les énergies renouvelables, la fiabilité et la résistance à long terme de l'électronique associée devant être extrêmement élevée pour empêcher tout incendie ou problème majeur. On peut considérer qu'à court terme, il serait dangereux de l'utiliser dans les pays du Sud.

□ Sécurité

Les accus au lithium équipent aujourd'hui la majorité des téléphones et ordinateurs portables et ce marché important incite des fabricants sans scrupule à offrir des produits contrefaits et n'offrant pas les sécurités indispensables de cette technologie. On a trouvé des imitations parfaites au niveau de la finition d'accus de téléphones portables de grande marque. En cas de décharge trop importante, leur température interne dépasse les 100 °C et le téléphone peut s'enflammer.

■ Tendances futures

La batterie dans un système photovoltaïque représente environ 15 % de l'investissement initial mais sur une durée d'exploitation de vingt ans, elle dépasse en général les 50 % du coût global du système, aussi il est très important d'améliorer ce composant pour abaisser le coût de l'énergie produite. En 2000, le marché des batteries pour les énergies renouvelables était d'environ 130 M€/an et avec le développement des systèmes solaires individuels (SHS Solar Home Systems) et des grands projets d'électrification rurale dans les pays chauds, on prévoit un accroissement qui devrait atteindre 820 M€/an en 2010. Un projet européen, Investire[1],

1. http://www.itpower.co.uk/investire/home.html

© Dunod – La photocopie non autorisée est un délit.

Copyright © 2009 Dunod.

s'est intéressé dès 2001 à réunir les compétences de 35 sociétés ou instituts de recherche pour faire le point sur les techniques de stockage d'énergie et proposer un modèle de développement destiné à abaisser le prix du stockage d'énergie renouvelable. Les technologies comparées étaient :

– batterie au plomb ;
– batteries au nickel (NiCd, NiMH, Ni-Zn) ;
– batteries au lithium (Li- métal, polymère, ion…) ;
– systèmes à oxydoréduction ;
– super-condensateurs ;
– volant d'inertie ;
– air comprimé ;
– batterie zinc-air.

Ces travaux permettent de faire le point sur les principaux développements récents de la batterie au plomb qui restera un composant incontournable pour encore des décennies.

☐ Batterie au plomb ouverte

Les développements des batteries ouvertes s'intéressent principalement à essayer d'améliorer le nombre de cycles et la durée de vie des batteries traditionnelles à plaque qui peuvent être fabriquées sur des chaînes de fabrication de batteries automobiles. Un projet européen récent a proposé de modifier la composition de l'électrolyte en ajoutant des additifs qui pourraient stabiliser la densité de l'acide et éviter les problèmes de stratification : l'idée est de pouvoir fabriquer la batterie sur une chaîne classique et de modifier uniquement la formulation de l'acide, ce qui n'entraîne pas de modification du matériel de fabrication. Les premiers résultats de la batterie « cristal » sont encourageants [1] : on ajoute à l'électrolyte de l'acide phosphorique qui réduit la formation de grands cristaux de sulfate de plomb sur l'électrode positive et un colloïde de silice qui stabilise l'électrolyte. Une telle batterie devrait offrir environ deux fois plus de cycles et durer plus longtemps qu'une batterie similaire sans modification d'électrolyte.

☐ Batterie au plomb fermée

Plusieurs développements récents se sont intéressés à améliorer la durée de vie des batteries fermées qui offrent certains avantages sur les batteries ouvertes :

– l'électrolyte maintenu par le gel ou l'AGM évite la stratification ;
– le transport des batteries est facilité, une fuite d'électrolyte étant en principe impossible ;
– l'électrolyte est fourni par le fabricant, sa qualité est ainsi contrôlée.

Les désavantages sont par contre :

– un coût de fabrication légèrement plus élevé ;
– un danger de séchage si la régulation n'est pas bien adaptée.

1. L. Torcheux, P. Laillier, *A new electrolyte formulation for low cost cycling lead acid batteries : Journal of Power Sources*, 95, 2001.

Copyright © 2009 Dunod.

Pour atteindre une durée de vie maximale, il faut absolument éviter de surcharger les batteries fermées : en cas de surcharge, on génère de l'hydrogène et de l'oxygène en excès et la corrosion augmente exponentiellement. L'hydrogène excessif est expulsé par les valves de surpression et il va rester un excédent d'oxygène corrodant l'électrode positive. D'autre part, la perte d'hydrogène induit une perte d'eau et une concentration de l'acide qui perd du volume. Comme la batterie est fermée, on ne peut pas compenser une perte de liquide et si le phénomène est répété, la batterie va sécher et perdre de la capacité. Cependant si la batterie reste constamment sous-chargée, les risques de sulfatation et ramollissement de la masse active augmentent, il est donc tout de même conseillé d'effectuer une charge de compensation régulièrement.

Une étude récente[1] présente l'intérêt à garder des batteries fermées dans un état de charge intermédiaire entre 20 et 80 % de leur état de charge nominal (SoC) pour travailler dans une zone à rendement maximal (aucune perte due à la fin de charge) et propose un système de gestion qui impose une charge complète en fonction des cycles précédents.

Par exemple, un tel système a été testé sur une batterie au gel fonctionnant entre 40 et 70 % SoC pour une durée de 5 500 cycles. Une charge d'égalisation était effectuée tous les 84 cycles partiels et à la fin de l'étude, la capacité était encore de 95 % de la valeur nominale au départ. Ceci correspond à environ 1 650 cycles à 100 % de profondeur de décharge. Le rendement global charge/décharge (en Ah) était supérieur à 99 % durant cette même période. Un autre essai rapporte des chiffres similaires avec plus de 6 000 cycles entre 60 et 90 % SoC avec une charge de compensation tous les 100 cycles, ce qui correspond à 1 800 cycles à 100 % de profondeur de décharge. Ce type de fonctionnement présente un autre avantage pour les grands systèmes d'électrification rurale où la charge d'égalisation est obtenue par un générateur diesel : lorsque le diesel fonctionne chaque jour, c'est à rendement maximum (la batterie acceptant tout le courant produit) et l'égalisation moins fréquente permet d'économiser typiquement 30 % d'usage de la génératrice.

Les phénomènes de vieillissement par sulfatation sont dus à l'accroissement de la taille des cristaux de $PbSO_4$ sur l'électrode positive lorsque la batterie est déchargée. Ces cristaux plus gros laissent moins bien passer le courant provenant de la grille de contact et peuvent même se détacher, réduisant la capacité, et dans le cas d'une batterie ouverte tomber au fond du boîtier. Pour pallier cet inconvénient, il paraît intéressant de trouver un moyen obligeant la masse active à rester en contact avec la grille. Les moyens mécaniques imposant une pression ne sont pas possibles avec des séparateurs AGM composés de fibre de verre fragile ou avec des gels. Une société américaine, Daramic a développé un nouveau séparateur (AJS) qui supporte une contrainte mécanique élevée sans se déformer et permet d'imposer une pression permanente sur la pile de plaques. Une publication récente[2] présente l'utilisation

1. R.H. Newnham, W.G.A. Baldsing, *Benefits of partial-state-of-charge operation in remote-area power-supply systems : Journal of Power Sources*, 107, 2002.
2. M. Perrin *et al.*, *Extending cycles life of lead-acid batteries : a new separation system allows the application of pressure on the plate group : Journal of Power Sources*, 105, 2002.

Copyright © 2009 Dunod.
© Dunod – La photocopie non autorisée est un délit.

de ces séparateurs et le gain de performances obtenus en imposant différentes pressions sur la pile de plaques d'un élément de batterie :

– 250 cycles avec un séparateur AGM et compression de 30 kPa ;
– 530 cycles avec le séparateur AJS et compression de 30 kPa ;
– plus de 1 500 cycles avec le séparateur AJS et compression de 80 kPa.

Ce test était effectué à une décharge de C_5 (courant = 1/5 de la capacité) et 100 % de profondeur de décharge ; la batterie est considérée comme « âgée » lorsque sa capacité est passée en dessous de 80 % de capacité nominale. Le test de la batterie fortement compressée n'était pas terminé au moment de la publication de l'article.

□ Batteries au nickel

Trois matériaux différents sont utilisés avec le nickel : le cadmium, les hydrures métalliques et le zinc.

– Pour les batteries NiCd, avec l'interdiction probable du cadmium, le futur de cette technologie est très compromis.
– Les batteries NiMH sont en train de remplacer les anciennes NiCd pour des raisons environnementales.
– Pour les batteries NiZn, peu de constructeurs proposent des modèles et nous n'avons pas encore assez de données pour estimer leur intérêt dans cette étude.

Le nickel ne sera probablement jamais largement utilisé dans les systèmes photovoltaïques mais restera intéressant pour certaines applications à basse température ou portables.

□ Batteries au lithium

Les batteries au lithium utilisent beaucoup de matériaux et électrolytes associés au lithium ; il existe par exemple des couples lithium/métal (Li-métal/sulfure de titane ou de fer), lithium/ions (carbone/Li_xCoO_2), lithium (métal) polymère (Li-métal/V_6O_{13})… Toutes ces technologies présentent des avantages et inconvénients.

– Les batteries Li-métal (Li/MoS_2) sont abandonnées car dangereuses et explosives en cas de court-circuit interne. Des développements sont en cours pour les rendre plus stables.
– Les batteries Li-ions présentent un comportement beaucoup plus stable : les cellules atteignent trois à quatre volts et la densité énergétique est la plus élevée aujourd'hui pour une batterie longue durée. L'électrolyte est à base de solvant organique, il n'y a donc pas de consommation d'eau par électrolyse et de perte de liquide en fin de charge, la batterie peut être complètement étanche et ne demande pas de courant de maintien.
– Les batteries Li-Polymère utilisent des technologies sèches avec des matériaux en feuilles empilées et enroulées ; l'intérêt est d'augmenter encore la densité énergétique pour les applications portables. Beaucoup de matériaux sont étudiés et les premiers modèles devraient bientôt apparaître sur le marché.

Les propriétés du lithium le destinent plutôt aux applications portables où sa grande densité énergétique, son rendement élevé et son auto-décharge très faible sont de

Copyright © 2009 Dunod.

grands avantages. Il est peu probable qu'il sera largement utilisé dans les systèmes photovoltaïques de puissance.

☐ Super-condensateurs et volants d'inertie

Les technologies comme les super-condensateurs ou les volants d'inertie ont des propriétés qui les destinent aux mêmes applications de stockage à très court terme avec des grandes durées de vie. Ces éléments servent plus souvent pour leurs propriétés de filtrage ou de lissage d'énergie que pour un stockage réel. Il y a très peu de chance pour qu'ils soient un jour utilisés dans des applications d'électrification rurale.

☐ Batterie métal-air

Les batteries métal-air rechargeables demandent une infrastructure complexe à mettre en œuvre : le faible nombre de cycles peut être augmenté au prix du recyclage des électrodes qui doivent être démontées et remplacées régulièrement dans les bacs de batterie. Mais l'intérêt premier de cette technologie est sa grande densité énergétique qui la limite probablement aux applications portables à court terme car l'autodécharge est très élevée.

☐ Systèmes redox

Les batteries redox utilisent des électrodes plongées dans deux liquides servant de stockage d'énergie. Les batteries plomb fonctionnent également par réactions d'oxydoréductions, mais l'énergie est emmagasinée dans les plaques de plomb et non dans les liquides, comme ici. La taille des électrodes détermine l'échange, donc la puissance. Une membrane sélective laisse passer les ions mais empêche le mélange des solutions. Un grand nombre de couples ioniques sont possibles comme Fe-Cr, Zn-Br, Br-S… Le stockage d'énergie se fait par les électrolytes maintenus dans des cuves externes et qui peuvent être gardés longtemps sans pertes. Pour échanger de l'énergie, on fait circuler les électrolytes par pompage et l'échange aura lieu dans le réservoir à électrodes et membrane sélective.

Les applications actuelles des batteries redox sont plutôt comme sources d'énergie de crête à la demande dans les réseaux. La grande variété des technologies en compétition rend leur évaluation difficile et leur utilisation comme stockage d'énergie renouvelable n'est pas encore compétitive.

☐ Air comprimé

La dernière technologie étudiée, l'air comprimé, présente un point commun avec la précédente : les entrées/sorties de courant mettent en œuvre des transducteurs électromécaniques : à l'entrée un compresseur, et à la sortie un moteur hydraulique couplé à une génératrice. Si l'on veut fournir de l'électricité à n'importe quel utilisateur, il faudra compter avec les pertes de la génératrice à vide.

L'intérêt de l'air comprimé est qu'une grande partie de la technologie est déjà développée et disponible partout : le stockage de gaz comprimé et tous les composants nécessaires (bonbonnes, robinets, vannes, tuyaux…) se trouvent dans tous

Copyright © 2009 Dunod.
© Dunod – La photocopie non autorisée est un délit.

les pays. Les seuls éléments nouveaux sont des compresseurs adiabatiques qui récupèrent la chaleur produite pendant la compression.

L'air comprimé est idéal si on a besoin d'énergie mécanique parce que dans ce cas le rendement de décharge est supérieur à 90 % avec un bon moteur hydraulique : les besoins mécaniques typiques en milieu rural sont les machines agricoles de traitement des céréales (moulins, décortiqueuses de grains…), les machines à traire, le froid (compresseur), le pompage et la ventilation. D'autres applications mécaniques devraient apparaître prochainement comme de petits transporteurs qui peuvent se recharger rapidement (transfert d'air comprimé en quelques dizaines de secondes). Beaucoup de projets s'intéressent également à l'air comprimé pour les voitures.

Technologie

Deux systèmes principaux sont actuellement étudiés : le type A où la compression/expansion se fait dans le volume de stockage par déplacement du liquide remplissant au mieux la moitié du volume et le type B où la compression/expansion a lieu dans le « transformateur d'énergie » avec récupération de chaleur, ce qui permet d'utiliser tout le volume de stockage avec de l'air comprimé et de réduire de ce fait le volume de stockage d'un facteur 10. Le type A existe déjà et peut se réaliser avec des éléments du commerce (compresseur/moteur hydraulique, bouteilles de gaz, manomètre, génératrice à courant continu…), le type B est plus complexe car il faut réaliser un nouveau compresseur/moteur incorporant les échanges de chaleur qui permette de fonctionner globalement de manière isotherme. Le type A présente un rendement (électrique) global supérieur à 73 % pour 3 Wh/litre de stockage, le type B devrait dépasser 60 % de rendement pour 35 Wh/litre à 300 bars. Les rendements devraient rapidement s'améliorer à court terme avec les développements des moteurs hydrauliques et des moteurs à courant continu. La durée de vie est très importante, les bouteilles de stockage étant garanties pour 100 000 cycles ; pour les calculs, on a pris 20 000 cycles en vingt ans. L'auto décharge dépend du mode de démarrage choisi : soit un volant d'inertie est alimenté périodiquement par l'air comprimé (PWM), soit un stockage intermédiaire avec, par exemple, des super-condensateurs est utilisé (en étude à l'EPFL, École Polytechnique Fédérale de Lausanne). Avec le volant d'inertie et un moteur DC actuel, les pertes sont inférieures à 40 W pour une puissance de 1 500 W. Quelques autres avantages de ces technologies sont : un contrôle du stockage précis par simple manomètre, des composants disponibles partout et bien connus, la possibilité de stocker à long terme sans pertes (bouteilles pleines et fermées), l'augmentation du volume de stockage en tous temps, le mélange des stocks (âges et tailles) sans conséquences, la possibilité d'utiliser directement l'énergie sous forme mécanique.

Cette technologie est une réelle alternative au plomb actuel avec de grands avantages sur le plan environnemental : pas de métaux lourds, pas d'acide, une durée de vie très élevée, pas de vieillissement rapide à température ambiante élevée et le coût énergétique du stockage le plus faible actuel et estimé à 0,02 €/kWh. Cependant il est difficile de savoir si elle pourra s'imposer alors que les batteries traditionnelles sont largement implantées partout.

Copyright © 2009 Dunod.

5.1.2 Les contrôleurs de charge

Dans un système photovoltaïque autonome, le régulateur représente en général moins de 5 % du coût total du système, ce qui tout d'abord laisse à penser que ce composant n'est pas important. Au contraire sa fonction est primordiale et ses qualités vont profondément influencer le coût final de l'énergie produite. La batterie reste l'élément le plus délicat du système et la qualité de son contrôle et son entretien influencent grandement sa durée de vie et donc le prix du kWh final.

Jusqu'à aujourd'hui, relativement peu de choses ont été faites pour optimiser ce composant souvent produit dans les pays en développement pour les petits systèmes familiaux (SHS Solar Home System). Une étude récente qui compare 27 régulateurs[1] du marché montre que les techniques utilisées pour le contrôle de la batterie sont très diverses et que les paramètres typiques de contrôle très dispersés. Il n'y a donc pas aujourd'hui unanimité d'idée chez les concepteurs sur le meilleur moyen de réguler une batterie de système photovoltaïque.

Le régulateur est l'élément central d'un système photovoltaïque autonome : il contrôle les flux d'énergie. Il doit protéger la batterie contre les surcharges (solaires) et décharges profondes (utilisateur). Il doit également assurer la surveillance et la sécurité de l'installation (surcharge, alarmes, fusibles, inversions de polarité). Dans les systèmes plus élaborés, il peut aussi commander la recharge par d'autres sources d'énergie (génératrice d'appoint, éolienne, hydraulique). Dans certains cas, il peut réaliser une adaptation d'impédance (recherche du point de puissance maximum, Max Power Point Tracker, MPPT).

Accessoirement, il affichera des indications concernant l'état de charge des batteries et les paramètres de fonctionnement du système.

Les régulateurs de charge de systèmes PV autonomes peuvent se caractériser en trois groupes principaux :

– les régulateurs *série*, qui incorporent un interrupteur entre le générateur et l'accumulateur pour arrêter la charge ;
– les régulateurs *shunt*, dont l'interrupteur court-circuite le générateur solaire en fin de charge ;
– les régulateurs à recherche de point de puissance maximum (*Maximum Power Point Tracker*, MPPT), qui utilisent un circuit électronique spécial permettant de soutirer en permanence du champ de capteurs sa puissance maximale.

À ces trois types de circuits, on ajoute en général un régulateur de décharge pour empêcher les décharges profondes de la batterie.

Pour poursuivre la présentation des régulateurs, on explique d'abord les deux fonctions principales des régulateurs, c'est-à-dire le contrôle de la charge et de la décharge des batteries. Ensuite on décrit les technologies les plus courantes avec quelques recommandations sur le choix le plus approprié en fonction du système envisagé. Enfin on mentionne les valeurs typiques recommandées dans les publications les plus récentes.

1. IEA PVPS Task 3, Management of batteries used in Stand Alone PV Power Supply Systems.

© Dunod – La photocopie non autorisée est un délit.
Copyright © 2009 Dunod.

■ Fonctions

Nous nous limiterons ci-dessous au cas des batteries au plomb, encore les plus couramment utilisées avec des panneaux photovoltaïques.

□ Contrôle de la charge

Le contrôle de la charge est la fonction la plus critique déterminant la durée de vie de la batterie. La difficulté de ce travail provient de la nature de l'énergie à disposition qui n'est pas toujours disponible. Pour garantir une durée de vie élevée d'une batterie, il faudrait après chaque décharge pouvoir la recharger à 100 %. Or, avec la nature aléatoire de l'ensoleillement, il n'est pas toujours possible d'effectuer une recharge complète et la batterie va souvent rester plusieurs jours dans un état de charge « moyen », ce qui à long terme peut réduire la durée de vie de ce composant.

On peut imaginer plusieurs techniques utilisant soit la mesure de la tension, soit la mesure du courant entrant et sortant pour réguler une batterie. En fait, la mesure de la tension est beaucoup plus simple et la grande majorité des régulateurs utilise ce paramètre.

La tension d'une batterie chargée à courant constant augmente de façon linéaire jusqu'à ce qu'elle atteigne pratiquement la fin de charge où soudainement elle augmente beaucoup plus rapidement lorsque sa matière active est presque complètement transformée et que l'électrolyte commence de libérer des gaz. Cette gazéification est la décomposition de l'eau de l'électrolyte en hydrogène et oxygène et correspond en fait à une électrolyse. Si on laisse durer ce phénomène, la batterie deviendra surchargée, ce qui accélérera la corrosion du plomb, fera perdre de l'électrolyte et endommagera les plaques de plomb. La fonction principale du régulateur est d'empêcher cette surcharge.

Une légère gazéification est cependant nécessaire et recommandée pour les batteries ouvertes. Lorsque ce phénomène commence, la batterie n'est pas encore complètement chargée et une partie du courant entrant va permettre de terminer la charge tandis que le reste produira l'électrolyse et les gaz traversant l'électrolyte vont l'agiter et le brasser gentiment, ce qui permettra d'homogénéiser son acidité. Si ce stade final n'est jamais atteint, l'électrolyte deviendra stratifié, la concentration d'acide sera plus importante au fond du bac accélérant la corrosion des plaques et avec pour deuxième conséquence une sulfatation, soit la transformation d'une partie du plomb actif en cristaux durs qui ne peuvent plus participer au stockage d'énergie. Ces deux phénomènes auront pour conséquence une diminution de la durée de vie de la batterie. Cette gazéification est recommandée pour les batteries ouvertes à électrolyte complètement liquide mais pas pour les batteries fermées contenant un gel ou une matière AGM absorbant l'acide qui empêche les mouvements et brassages d'électrolyte.

La figure 5.9 présente une courbe typique de tension dans le temps d'une batterie. Deux valeurs caractéristiques sont utilisées pour le contrôle de la charge : la tension de fin de charge (V_{fc}) ou de coupure haute et la tension de recharge (V_{rc}), valeur pour laquelle le processus de charge recommence.

Les régulateurs les plus simples travaillent en tout ou rien et utilisent ces deux tensions pour arrêter ou recommencer la charge. Pour interrompre le courant, on peut utiliser un relais, un transistor bipolaire ou un MOSFET.

Copyright © 2009 Dunod.

La charge en tout ou rien avec ces deux tensions de commutation fonctionne assez bien pour les systèmes à grande capacité de stockage où le courant de charge est inférieur à C/20 soit au vingtième de la capacité de stockage. Dans le cas d'une batterie chargée à un courant plus élevé, le courant important multiplié par la résistance interne de la batterie générera une tension de charge plus élevée et les valeurs de tension de commutation ne seront plus adaptées, la charge s'arrêtant trop vite, ce qui conduira à une batterie n'atteignant jamais sa pleine charge. Si on augmente la tension de fin de charge, on produira beaucoup de gaz avec les conséquences défavorables mentionnées ci-dessus et la charge finale nécessaire qui demande des courants faibles ne sera pas réalisée.

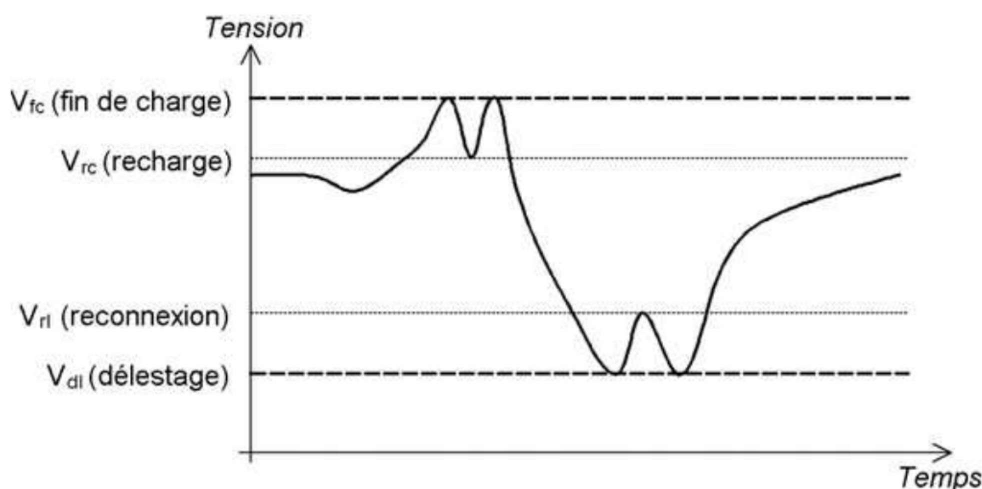


Figure 5.9 – Évolution dans le temps de la tension d'une batterie.

Pour les systèmes à grand courant de charge par rapport à la capacité de stockage (I > C/20), il vaut mieux utiliser un régulateur à tension constante. Cependant la nature imprévisible du courant solaire oblige à réaliser ce qu'on appelle un régulateur modifié à tension constante. Dans une première phase de charge, les panneaux fournissent tout ce qu'ils peuvent produire et lorsque la batterie atteint sa tension de fin de charge, on maintient cette tension pendant un certain temps ce qui permet de finaliser la charge et on diminue ensuite la tension de charge du régulateur pour maintenir la batterie en tension de flottement.

Ce type de régulateur est plus sophistiqué que l'interrupteur tout ou rien à deux tensions et il coûte plus cher. Les anciens modèles devaient dissiper l'énergie non utilisée par la batterie durant sa phase à tension constante, ce qui impliquait des dissipateurs volumineux. Les technologies plus récentes utilisent en général des MOSFETs travaillant en modulation à largeur d'impulsion (PWM), la dissipation est alors réduite aux pertes de commutations et à la perte ohmique produite par le courant de charge à travers les transistors. La figure 5.10 montre l'allure du courant et de la tension pour un régulateur modifié à tension constante.

Charge forcée (boost charge)

Déterminer quelle est la tension optimale de fin de charge est une chose difficile : pour contourner ce problème, les régulateurs modernes à microprocesseur utilisent en général une tension de fin de charge pas trop élevée pour éviter toute corrosion

© Dunod – La photocopie non autorisée est un délit.
Copyright © 2009 Dunod.

et limiter les pertes d'eau. Ensuite, pour garantir une homogénéisation de l'acide, ils font régulièrement ce qu'on appelle une charge forcée qui laisse monter la tension de fin de charge plus haut pendant un temps limité pour les électrolytes liquides uniquement. La fréquence de cette charge dépend des constructeurs de batterie mais, dans la littérature[1], on mentionne une charge forcée toutes les deux à trois semaines pour les batteries cyclées, alors que pour les batteries à tension flottante, une fois par mois est suffisante. Il est également recommandé de repasser par cette charge forcée pour remonter complètement la batterie après que le régulateur de délestage des récepteurs a fonctionné lorsque la charge reprend.

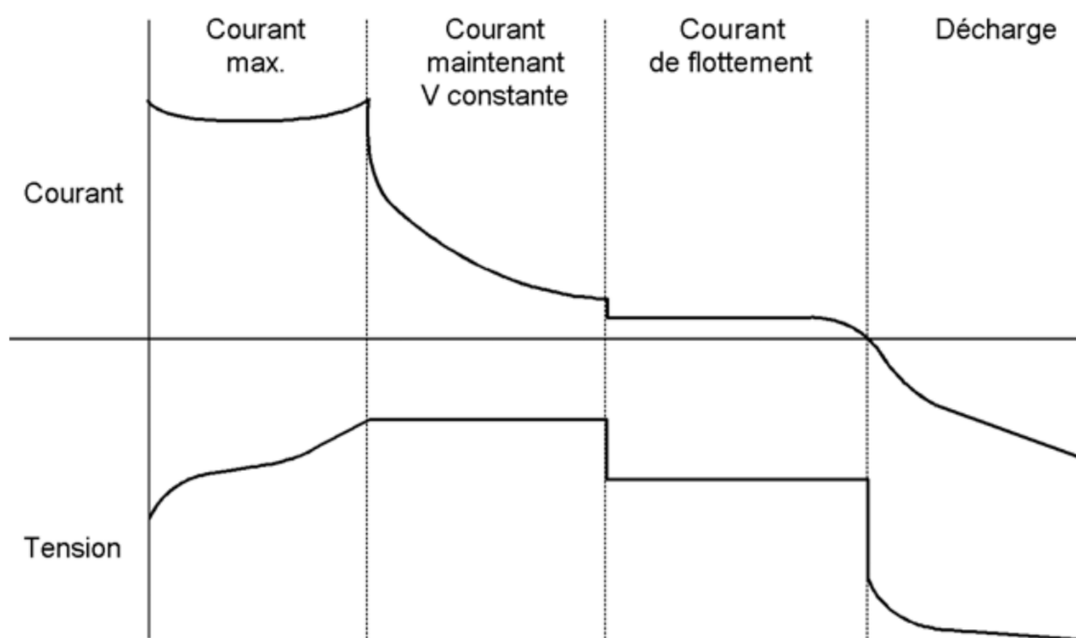


Figure 5.10 – Régulateur modifié à tension constante.

Égalisation

Un autre phénomène apparaît avec le temps : dans une batterie cyclée, les différences de capacité entre cellules, les variations de température entre éléments (les cellules internes seront plus chaudes que celles des extrémités du bac) et les variations d'auto décharge créent des divergences d'état de charge entre cellules. Pour compenser ces variations, il est recommandé d'effectuer une charge d'égalisation qui va permettre la charge complète de toutes les cellules de la batterie. L'égalisation est une sorte de charge forcée plus longue à petit courant et elle permet de recommencer un cycle avec une batterie où toutes les cellules sont pleinement chargées. Cet effet est d'autant plus marqué que le nombre d'éléments est important (tension nominale élevée). Cette charge à tension plus élevée est peu recommandée pour les batteries fermées qui ne peuvent pas perdre de liquide sans perdre en même temps un peu de capacité : on peut tout de même rééquilibrer un système à batteries fermées environ tous les 100 à 150 cycles, ce qui peut représenter une à deux charges d'égalisation par an.

1. IEA PVPS Task 3 Recommended Practices for Charge Controllers.

Copyright © 2009 Dunod.

Compensation thermique

L'activité électrochimique d'une batterie est fortement dépendante de la température. À haute température, une batterie accepte plus facilement la charge et commence sa gazéification à plus basse tension. Si l'on utilise en pays chaud un régulateur réglé pour une température tempérée (20-25 °C), la tension de coupure trop haute va accélérer la corrosion et faire perdre de l'électrolyte. Ce phénomène est spécialement important lorsque le courant de charge est élevé et que les pertes ohmiques de la batterie font augmenter sa température interne. Au contraire pour une batterie utilisée en pays froid en hiver, des tensions fixes de régulation vont empêcher la charge totale de la batterie qui vieillira prématurément car elle ne sera jamais totalement chargée. À température au-dessous de 0 °C, un autre danger est le gel possible de l'électrolyte qui dépend de l'état de charge de la batterie (tableau 5.6). La compensation thermique est très importante pour les batteries étanches utilisées en pays chauds : une surcharge occasionnera une perte d'électrolyte qui ne pourra pas être compensée.

Pour garantir une mesure précise de la température, il est recommandé de monter une sonde de température collée sur le boîtier de la batterie. Une sonde de température interne au régulateur sera souvent perturbée par la dissipation interne des composants de puissance (diodes et transistors), ce qui faussera la mesure de la température. Les sondes de température doivent être encapsulées dans un matériau résistant aux acides, avoir une précision d'au moins 2 °C et être robustes et bon marché. En cas de panne de la sonde de température (sonde ouverte ou en court-circuit), le régulateur devrait fonctionner avec des tensions de réglages en milieu de la plage de température (25 °C). La valeur typique de compensation thermique est de – 5 mV/°C, ce qui correspond à – 30 mV/°C pour une batterie de 12 volts.

Tableau 5.5 – Tensions de charge et boost (par cellule de batterie).

	Type de batterie			
Type de Régulateur	**Électrolyte liquide**		**AGM**	**GEL**
	Ouverte		**Fermée**	
	Sn-Pb	**Ca-Pb**		
Tout/rien				
Vfc	2,40	2,45	2,35	2,35
Vrc	2,25	2,30	2,20	2,20
Mod. V Constante				
Vfbo (boost)	2,50	2,55	–	–
Vfc (charge)	2,35	2,40	2,35	2,40
Vfc (flottement)	2,25	2,25	2,25	2,25
	Égalisation pendant 0,5 jour chaque 30 jours			
Vfeg (égalisation)	2,55	2,55	–	–

© Dunod – La photocopie non autorisée est un délit.
Copyright © 2009 Dunod.

Tensions de régulation, boost et égalisation

On présente au tableau 5.5 les valeurs recommandées de tensions de régulation de charge en fonction des batteries les plus courantes. Un régulateur bien ajusté ne garantit pas que la batterie sera bien contrôlée : il faut encore que la mesure de la tension soit fiable et précise. Si le courant de charge est élevé, il faut s'assurer que la chute de tension entre le régulateur et la batterie est négligeable (sections de câbles suffisantes). Sinon il faut utiliser un régulateur avec une mesure séparée de la tension de batterie (câblages courant/tension séparés). Ce problème est important pour les régulateurs tout ou rien qui, en cas de chute importante de la tension entre le régulateur et la batterie, n'arriveront jamais à charger complètement la batterie. Pour les régulateurs à tension constante, le problème est moins grave car le régulateur impose sa tension tout en réduisant le courant, ce qui permet de finalement charger à la bonne tension.

Le rapport entre V_{fc} et V_{rc} (fin de charge/recharge) est important : si la distance entre ces tensions est trop importante, dans un régulateur tout ou rien, le temps de fin de charge sera profondément rallongé avec le risque de ne jamais charger suffisamment. Si ce rapport est plus serré, le régulateur commutera plus fréquemment et terminera la charge de la batterie plus rapidement (ce qui peut poser un problème de durée de vie de l'interrupteur lorsqu'il s'agit d'un relais).

Le choix des valeurs de régulation dépend du type d'application : pour un système « habité » et régulièrement contrôlé, on peut accepter des tensions légèrement plus élevées garantissant une charge complète si l'utilisateur peut compléter le niveau de l'électrolyte. Dans le cas de systèmes « inhabités » comme les applications automatiques (métrologie, télécommunications…) ou lorsque l'utilisateur n'a pas la compétence de contrôler son système, il vaut mieux s'en tenir aux valeurs du tableau 5.5.

La tension d'égalisation dépend de la technologie de la batterie et de l'alliage utilisé (plomb antimoine ou plomb calcium). Si des catalyseurs (recombinant l'oxygène et l'hydrogène en eau) sont montés sur une batterie ouverte, il faut éviter d'égaliser la batterie pour ne pas les endommager en les saturant.

Tensions de régulation et type d'application

Le choix des tensions de régulation dépend du type d'application, autonome flottante, autonome cyclée ou hybride.

Un système à batterie pratiquement toujours en pleine charge (répéteur télécom, téléphone de secours…), à grande autonomie (> 2 semaines) et à tension flottante nécessite des valeurs plus basses de régulation, avec une égalisation seulement mensuelle ou après un cycle complet de décharge.

Un système à batterie cyclée (pour une résidence principale ou secondaire par exemple) et autonomie inférieure à deux semaines doit utiliser un régulateur à tensions plus élevées et égalisation régulière pour éviter la stratification de l'électrolyte et la divergence des cellules.

Pour les applications hybrides où un autre producteur d'énergie comme par exemple un groupe diesel est connecté au système, les tensions de régulation peuvent être plus basses car le générateur auxiliaire pourra régulièrement charger complètement la batterie.

Copyright © 2009 Dunod.

Dans les applications avec des besoins énergétiques importants durant le jour utilisant un régulateur tout ou rien, lorsqu'un consommateur utilise beaucoup de courant en même temps que la batterie atteint sa pleine charge à V_{fc}, le courant des panneaux est coupé et la tension de batterie chute alors brutalement : le système peut devenir instable avec des variations rapides de la tension, le courant des panneaux étant déclenché et réenclenché trop rapidement. Dans ce cas, il peut être avantageux d'abaisser V_{rc} pour limiter ce type d'oscillation. Mais il est certainement plus intéressant d'opter dans ce genre de systèmes pour un régulateur plus sophistiqué à tension constante.

□ Contrôle de la décharge

Les régulateurs solaires contrôlent non seulement la charge de la batterie mais ils s'intéressent également à l'état de la batterie lorsqu'on lui soutire du courant. Afin d'éviter une décharge profonde de la batterie qui est fortement nuisible pour sa durée de vie, on ajoute un circuit de délestage qui déconnecte les récepteurs lorsque la tension de la batterie est descendue au-dessous d'un seuil critique. Ce seuil sera choisi en fonction de plusieurs critères qui sont une durée de vie espérée, la température ambiante et le niveau de courant. Si le seuil choisi est assez élevé, la batterie durera plus longtemps mais la capacité non utilisée de la batterie réduira sa capacité totale et pour une même autonomie, il faudra augmenter la quantité de batteries. Le seuil de délestage dépend également de l'âge de la batterie : en vieillissant, celle-ci perd un peu de tension et si le seuil choisi est élevé, après quelques années, la capacité utile aura diminué, ce qui peut parfois poser des problèmes. Le régulateur idéal devrait également tenir compte de cet effet et abaisser les seuils en fonction des années. Il s'agira de trouver le meilleur compromis entre coût du système et durée de vie des batteries. Pour un système difficilement accessible, une plus grande batterie aura un sens dans la mesure où les coûts de transport et de main-d'œuvre pour son remplacement seront importants.

Types de systèmes à contrôler

Les systèmes pour **applications professionnelles** dans les télécoms ou la métrologie sont conçus pour fonctionner avec une haute fiabilité et sont en général dimensionnés pour passer l'hiver (§ 5.3.2 et 5.6.1). L'été, la batterie reste en général proche de la pleine charge et dès la fin de l'automne, une grande décharge commence qui se terminera au printemps. Dans ce type de système, la batterie ne vieillira pas du nombre de cycles parcourus mais de corrosion interne, sulfatation et perte d'électrolyte. Pour ces applications, le délestage ne sert pas à grand-chose, le système étant toujours surdimensionné pour des raisons de fiabilité du service.

Dans les **systèmes domestiques** comme les résidences (§ 5.3.1), on ne demande pas la même fiabilité et une disponibilité absolue de l'énergie. Dans ce cas, le délestage sera une mesure utile pour faciliter la gestion et empêcher une décharge profonde résultant d'un usage abusif de l'énergie à disposition.

Pour tout système, le délestage est utile pour protéger la batterie si le générateur tombe en panne, si la connexion panneaux-régulateur est interrompue ou si le régulateur de charge ne laisse plus passer de courant vers la batterie.

Copyright © 2009 Dunod.
© Dunod – La photocopie non autorisée est un délit.

Paramètres de délestage

En pays froids, le premier paramètre dont il faut absolument tenir compte est le gel possible de l'électrolyte au-dessous de – 7 °C. Le tableau 5.6 donne les valeurs limites à ne pas dépasser en fonction de la température et de l'électrolyte utilisé.

Tableau 5.6 – Décharge maximale en fonction de la température.

Densité de l'électrolyte en fonction de l'état de charge (100 %/ 0 %)							
E-Ch 0 %	1.10	1.12	1.15	1.10	1.12	1.10	1.12
E- Ch 100 %	1.30	1.30	1.30	1.25	1.25	1.20	1.20
Temp (°C)	**Profondeur maximale de décharge admise (%)**						
– 5,0	100	100	100	100	100	100	100
– 7,5	100	100	100	100	100	100	100
– 10,0	93	100	100	91	100	87	100
– 12,5	87	96	100	82	95	73	92
– 15,0	81	90	100	74	86	61	77
– 17,5	75	83	100	67	77	50	63
– 20,0	70	78	93	60	69	40	50
– 22,5	65	73	87	54	62	31	38
– 25,0	61	68	81	48	55	22	27

Le deuxième paramètre est la durée de vie de la batterie. On peut en général faire une règle de trois pour prévoir le nombre de cycles possibles en fonction d'une profondeur de décharge. Par exemple, une batterie solaire « standard » dont on peut espérer 200 cycles à 90 % de décharge et à température tempérée (20-25 °C) devrait durer 300 cycles à 60 % de décharge, le paramètre nombre de cycles fois profondeur de décharge étant à peu près constant. Le choix de la profondeur de décharge dans ce cas est plutôt lié aux paramètres de coûts d'accès et d'échange de la batterie. Ceci est valable pour les pays tempérés. Par contre dans un pays chaud, la durée de vie de la batterie sera en général limitée par la corrosion interne fortement accélérée par la température plus élevée ; dans ce cas, on aura tendance à fortement cycler la batterie pour en extraire toute sa capacité dans le court laps de temps de durée de vie espérée.

Copyright © 2009 Dunod.

Le troisième paramètre est le type de batterie utilisé. Il ne faudra pas dépasser la valeur maximale de décharge que le fabricant préconise. Les alliages de plomb, la construction fermée ou non, les additifs dans l'électrolyte influencent la robustesse et la faculté de la batterie à retrouver sa pleine capacité après une décharge profonde.

Tensions de délestage

À partir des trois paramètres mentionnés ci-dessus et du type de système, on peut choisir une profondeur de décharge qui correspond à une tension de coupure du courant. Cependant cette tension n'est pas simple à déterminer car elle est influencée par le niveau du courant de décharge par rapport à la capacité, par la température ambiante et par l'état de la batterie (âge, sulfatation, corrosion). Le courant de décharge passant à travers la résistance interne de la batterie fait baisser la tension de sortie, donc plus ce courant est élevé, plus cette tension baisse sans que l'on puisse lier cet effet à l'état de charge réel de la batterie. Pour les systèmes solaires à grande autonomie, le courant est en général inférieur à C/30, dans ce cas on peut négliger la chute de tension interne et régler son régulateur sur une valeur de courant plus faible, ce qui améliorera la fiabilité. L'âge de la batterie influence fortement la tension de sortie en faisant augmenter la résistance interne : en réglant la tension de délestage d'un régulateur à 11,8 Volts, ce qui correspond théoriquement à environ 70 % de profondeur de décharge, on a mesuré à C/10 pour une batterie standard neuve une capacité résiduelle de 40 % alors que pour la même batterie après vieillissement, la capacité résiduelle à 11,8 V était encore de 70 % : il ne restait alors que 30 % de capacité utile pour l'usager.

Tableau 5.7 – Tensions de délestage recommandées.

Profondeur de décharge (%)	Courant de décharge		
	C/100	C/20	C/10
10	2,14	2,11	2,08
20	2,12	2,09	2,07
30	2,10	2,07	2,05
40	2,08	2,05	2,04
50	2,05	2,03	2,01
60	2,02	2,00	1,99
70	2,00	1,98	1,96
80	1,96	1,95	1,93
90	1,92	1,91	1,89
100	1,80	1,80	1,80

Copyright © 2009 Dunod.
© Dunod – La photocopie non autorisée est un délit.

Il faut encore tenir compte du type de récepteur : les appareils utilisant des moteurs sont inductifs, ce qui augmente considérablement leur courant au démarrage. Pour éviter un délestage dû à un courant de démarrage de moteur, il faut temporiser la coupure et ne réagir qu'après plusieurs secondes à une tension au-dessous du seuil choisi. En règle générale, la prudence recommande de choisir une tension de délestage à faible courant de décharge et 25 °C de température ambiante, ce qui augmente la fiabilité à faible température, la coupure intervenant plus tôt. Le tableau 5.7 donne quelques valeurs de tension de délestage (V_{dl}) en fonction de la profondeur de décharge : ces valeurs sont approximatives et correspondent à une batterie neuve à 25 °C.

Tensions de réenclenchement

Lorsque le régulateur est en délestage, la batterie a le temps de récupérer une certaine capacité et pour le bien du système, il faudrait attendre si possible que la batterie retrouve une charge complète avant de réenclencher l'utilisation. Si le récepteur qui a provoqué le délestage est reconnecté rapidement, il est probable que la coupure interviendra de nouveau assez rapidement, ce qui fera osciller le système à un niveau de charge faible et maintiendra la batterie dans un état peu favorable accélérant la sulfatation. Il est recommandé de ne permettre une décharge que si la batterie a été chargée pendant plusieurs heures et qu'elle a récupéré un état sûr.

Le tableau 5.8 indique les valeurs à appliquer en fonction du niveau de courant et de la capacité désirée pour la tension de réenclenchement (V_{lr}).

Tableau 5.8 – Tensions de réenclenchement après délestage.

État de charge	Profondeur de décharge	Courant de charge			
		C/10	C/20	C/50	C/100
0	100	2,08	2,05	2,01	1,99
10	90	2,09	2,07	2,03	2,02
20	80	2,12	2,1	2,07	2,06
30	70	2,15	2,13	2,1	2,09
40	60	2,19	2,17	2,14	2,13
50	50	2,23	2,21	2,17	2,16
60	40	2,27	2,25	2,21	2,2
70	30	2,34	2,32	2,27	2,26
80	20	2,43	2,43	2,34	2,32
90	10	2,61	2,6	2,47	2,46

Copyright © 2009 Dunod.

Pour simplifier on peut choisir un courant de charge faible et s'il est plus élevé, ce qui augmentera la tension plus rapidement, et estimer qu'il pourra supporter une connexion plus rapide des récepteurs tout en continuant la charge. Pour plus de fiabilité, il est recommandé d'appliquer à ces valeurs la même compensation thermique que celle utilisée pour la charge de la batterie (– 5 mV/°C et par cellule).

■ Technologies des régulateurs

Au début de l'usage du photovoltaïque, deux grandes familles de régulateurs étaient utilisées : les modèles « shunts » et les modèles « série ». Avec l'utilisation de plus en plus courante des microprocesseurs, de nouvelles techniques apparaissent et chaque fabricant avance des arguments commerciaux qui sont en général très difficiles à contrôler, le test des batteries étant réservé aux laboratoires très spécialisés.

□ Régulateur shunt « tout ou rien »

Le courant du panneau solaire est envoyé dans un interrupteur en parallèle avec la batterie lorsque celle-ci atteint sa pleine charge. Le principe du circuit est un simple aiguillage : tout le courant du panneau passe normalement dans la batterie et lorsque le seuil de coupure est atteint, tout le courant passe dans l'interrupteur. Il faut donc impérativement ajouter une diode entre cet interrupteur et la batterie pour ne pas court-circuiter la batterie. Cette diode joue également le rôle de blocage du courant nocturne pouvant s'écouler de la batterie vers le panneau. Les modèles les plus sophistiqués utilisent une diode de blocage de type Schottky avec une chute de tension de l'ordre de 0,5 volts, environ deux fois plus faible que pour une diode silicium ordinaire. L'interrupteur utilisé est le plus souvent un MOSFET, parfois un transistor bipolaire ou encore un relais. Un MOSFET à faible résistance de passage (Rds on) est plus intéressant qu'un bipolaire car dissipant moins d'énergie. Un relais présente une résistance de passage très faible (souvent inférieure au MOSFET) mais il devra être temporisé pour ne pas atteindre rapidement sa durée de vie de commutation, ce qui pose des problèmes si le courant de charge pour une capacité de batterie donnée est relativement important ; dans ce cas, la fin de charge sera difficile à atteindre. Les désavantages des régulateurs shunt sont :

- l'interrupteur voit à ses bornes la tension totale du panneau, ce qui peut poser des problèmes de protection contre les surtensions ;
- la dissipation thermique de l'interrupteur peut être élevée à grand courant ;
- d'autre part en court-circuitant le panneau lorsque la batterie est pleine, le risque de hot spot augmente, la tension inverse répercutée sur la cellule ombrée étant plus élevée (§ 3.1.4).

Le tableau 5.9 résume les avantages et inconvénients de chaque technologie de régulation.

© Dunod – La photocopie non autorisée est un délit.
Copyright © 2009 Dunod.

Tableau 5.9 – Avantages et désavantages des différentes technologies de régulateur.

Type de régulateur	Méthode de charge	Avantages	Désavantages
Shunt – interrupteur	On/Off	– faible résistance de passage entre le panneau et la batterie – simple, fiable si bien dimensionné	– dissipation de l'interrupteur au I_{cc} du panneau – diode de blocage indispensable – tension de hot spot + élevée – fin de charge difficile à atteindre – tension + élevée sur l'interrupteur en cas de surtension
Shunt-linéaire	Tension constante	– fin de charge optimale – faible résistance de passage entre les panneaux et la batterie	– dissipation thermique importante – diode de blocage indispensable – tension de hot spot + élevée
Série – interrupteur	On/Off	– dissipation de l'interrupteur à Imax < Isc – simple et fiable – surtension sur l'interrupteur réduite d'une tension de batterie	– fin de charge difficile à atteindre
Série – linéaire	Tension constante	– fin de charge optimale – surtension sur l'interrupteur réduite d'une tension de batterie	– dissipation thermique importante – tension de passage + élevée
Série – PWM	Tension constante	– fin de charge optimale – dissipation thermique réduite	– tension de passage + élevée – électronique + complexe – génère des parasites possibles sur des équipements sensibles proches
MPPT	Tension constante	– rendement élevé à toute température	– coût – génère des parasites possibles sur des équipements sensibles proches

☐ Régulateur shunt linéaire

Ce type de régulateur maintient une tension constante aux bornes de la batterie lorsque celle-ci atteint sa pleine charge. L'avantage est que la charge totale de la

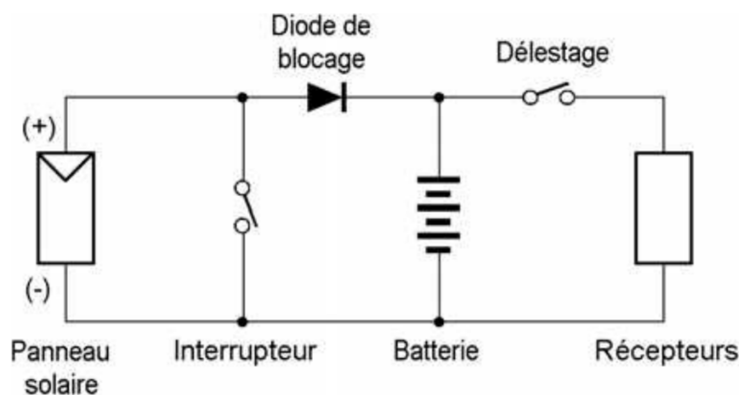


Figure 5.11 – Principe du régulateur shunt.

Copyright © 2009 Dunod.

batterie est garantie, le désavantage est que la puissance non utilisée du panneau en fin de charge doit être dissipée par le transistor en parallèle, ce qui limite ce type de régulation aux petits courants. Pour de petits systèmes, parfois une simple diode Zener est connectée en parallèle avec la batterie. Dans ce cas la diode de blocage n'est pas nécessaire même si elle est recommandée en pays tempérés ou froids.

☐ Régulateur série « tout ou rien »/linéaire

Ce régulateur est très répandu et a supplanté le régulateur shunt. L'interrupteur de charge est ici en série avec la batterie et il s'ouvre lorsque la fin de charge est atteinte. Les mêmes interrupteurs peuvent être utilisés que pour les shunts avec cependant une différence pour le relais : celui-ci peut être commutant et laisser passer le courant vers un autre récepteur lorsque la batterie est chargée. Cette propriété est parfois utilisée dans des systèmes où la totalité de la puissance solaire veut être récupérée. Ce récepteur auxiliaire est souvent de la ventilation, du pompage ou encore du chauffage en pays froids.
Dans le modèle linéaire, on ajoute une source de courant en parallèle avec l'interrupteur pour réaliser l'égalisation de la batterie par flottement ; cette source sera par exemple un transistor contrôlé ou une simple résistance en série avec une diode. La diode de blocage recommandée en pays tempérés peut faire partie ou non du régulateur ; parfois elle est montée directement sur chaque série de panneaux. Le désavantage par rapport au type shunt est que l'interrupteur selon sa résistance de passage ajoute une chute de tension supplémentaire entre les panneaux et la batterie.
Les avantages sont :

- une tension aux bornes de l'interrupteur plus faible (réduite de la tension de batterie) ;
- un risque moins élevé de hot-spot (tension inverse répercutée réduite d'une tension de batterie).

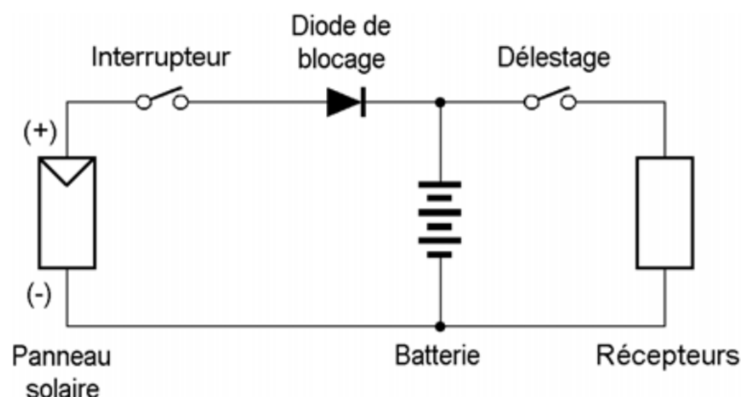


Figure 5.12 – Principe d'un régulateur série.

☐ Régulateur PWM

Ce type de régulateur essaie de rassembler les avantages des deux techniques précédentes en utilisant un interrupteur actif modulé par impulsions de largeurs variables (PWM, *Pulse Width Modulation*). Les avantages sont que l'on peut maintenir une tension constante aux bornes de la batterie pour terminer la charge tout en dissipant dans le transistor (en général un MOSFET) uniquement les pertes de commutation et les pertes dues à la résistance de passage. Les deux techniques

© Dunod – La photocopie non autorisée est un délit.
Copyright © 2009 Dunod.

shunt ou série peuvent être utilisées dans ce cas mais la majorité des fabricants utilise la technique série. La recharge de la batterie étant un processus chimique relativement lent, cette technique doit être utilisée à fréquence assez basse, au maximum quelques centaines de Hz pour que la charge fonctionne, sinon le courant risque de s'écouler en parallèle avec la batterie par effet de peau.

☐ Régulateur MPPT

Dans ce régulateur, un circuit mesure en permanence la tension et le courant du panneau pour tirer de l'énergie au point de puissance maximale (MPPT : *Max Power Point Tracking*). Ceci permet de garantir que le maximum d'énergie sera récupéré, quels que soient la température et l'ensoleillement. En général, ces régulateurs fonctionnent soit en élevant, soit en réduisant la tension. Un premier circuit ajuste la demande au point de puissance maximale de l'ensemble des panneaux et un deuxième circuit transforme le courant et la tension pour l'adapter au type de batterie. L'avantage de ce type de régulateur est qu'il permet de travailler dans une grande plage de température et ainsi de récupérer l'excès non négligeable de tension en hiver lorsque le point de puissance maximale peut monter au-dessus de 17 à 18 volts dans un système 12 V.

Cette technique est réservée aux systèmes de plusieurs centaines de watts pour que le gain d'énergie compense le coût plus élevé du régulateur. D'autre part, avant de choisir un tel équipement, il faut bien connaître les pertes associées au MPPT et à la conversion DC/DC pour être sûr que l'investissement est rentable.

■ Accessoires et particularités des régulateurs

Les nombreux fabricants de régulateurs offrent souvent des suppléments à la seule fonction de réguler la batterie. Ces accessoires ou spécialités sont parfois très utiles et particulièrement indiquées dans certains cas en cas selon les types de système solaire et de récepteurs. Nous noterons ci-dessous en trois catégories les accessoires selon leur degré d'utilité entre minimum, recommandé et parfois utile.

☐ Accessoires minima

Indicateurs d'état de batterie

Il faut indiquer au moins si la batterie est dans un état « normal », c'est-à-dire entre pleine charge et délestage (souvent non signalé, les indicateurs étant réservés aux extrêmes), si la batterie est pleine ou si le délestage est actionné. Ces trois états sont en général signalés par des LED de couleur verte pour la pleine charge, rouge pour le délestage et parfois jaune pour indiquer la charge par le panneau. Les modèles plus sophistiqués offrent des volt/ampère mètres analogiques ou digitaux et indiquent si le régulateur est en phase d'égalisation ou de charge forcée.

Compensation thermique

C'est un accessoire très important pour garantir une durée de vie élevée de la batterie pour tous les systèmes à grande excursion de température. Pour des pays à température moyenne stable (± 5 °C) on peut s'en passer mais il faudra s'assurer que le régulateur est ajusté à la température ambiante locale.

Copyright © 2009 Dunod.

Délestage temporisé

Cette temporisation est indispensable pour permettre le démarrage d'appareils inductifs. L'action du délestage ne devra intervenir que si la tension de la batterie reste depuis plusieurs secondes au-dessous du seuil de coupure. Les régulateurs évolués ajusteront encore la tension de coupure en fonction du niveau du courant consommé pour tenir compte de la chute de tension due à la résistance interne de la batterie (tableau 5.7).

☐ Accessoires recommandés

Seuils de coupures ajustables

Cette fonction est utile si le système est mis en service par un spécialiste habilité à régler les seuils en fonction des recommandations du fabricant de batterie et des caractéristiques prévues de décharge. Les seuils doivent pouvoir être ajustés par des petits interrupteurs (*dip-switch*), des potentiomètres calibrés ou par un réglage avec contrôle sur afficheur LCD (régulateurs à microprocesseurs).

Mesure séparée de la tension de batterie

Cette caractéristique est intéressante pour les systèmes travaillant à courants élevés. Lorsque la chute de tension régulateur-batterie peut dépasser quelques centaines de mV, la mesure séparée de la tension permet d'éviter des oscillations du délestage ou une charge insuffisante de la batterie, la tension réelle de celle-ci étant toujours inférieure à la tension mesurée aux bornes « courant » du régulateur. Mais si cette fonction est disponible, il faut tout de même dimensionner les câbles « courant » avec une section suffisante pour ne pas perdre trop d'énergie thermique pour le transport du courant.

Contrôle des récepteurs

Nous indiquons par ce titre une équivalence du terme anglais « *load management* », c'est-à-dire la possibilité de donner des priorités à certains besoins d'énergie. Par exemple pour l'alimentation d'un dispensaire médical, la priorité 1 sera donnée au maintien du réfrigérateur à vaccins alors que l'éclairage sera considéré comme moins important. Ce type de choix devrait pouvoir être fait soit pour des besoins prioritaires comme indiqué ci-dessus soit pour d'autres considérations comme par exemple tenir compte de l'état de charge de la batterie avant de démarrer certains appareils (par exemple ventilation non indispensable) ou en fonction de l'heure pour enclencher du pompage lorsque la batterie est chargée et qu'il est 1 heure de l'après-midi.

☐ Accessoires parfois utiles

Data logging et accès modem

La fonction d'accès téléphonique est réservée aux grands systèmes qui seront contrôlés à distance. La seule fonction de mémorisation de données permet par exemple en cas de panne de retrouver quelques courbes et évolutions du système pour mieux comprendre la cause du problème et y remédier. Ceci est très utile lorsqu'il faut prouver que les utilisateurs consomment plus que la production solaire et que le système photovoltaïque n'est pas en cause.

© Dunod – La photocopie non autorisée est un délit.
Copyright © 2009 Dunod.

■ Critères de choix des régulateurs

Nous listons ci-dessous les paramètres essentiels déterminant le choix d'un régulateur en fonction de son utilisation et de son environnement. Le tableau 5.10 résume ces critères de choix.

□ Dimensionnement

Le premier paramètre à considérer est la puissance du régulateur ou le courant maximal qu'il peut contrôler pour une tension nominale donnée. Ce courant devra tenir compte de conditions d'ensoleillement particulières qui peuvent générer des rayonnements solaires instantanés supérieurs à 1 kW/m^2 :

– la valeur de l'albédo peut être assez élevée, en altitude avec de la neige ou en présence de réflecteurs ;
– par effet de concentration lorsque le Soleil pointe au milieu de cumulus brillants, le rayonnement instantané peut augmenter considérablement (on a mesuré 1 350 W/m^2 au printemps en Europe).

Une valeur sûre pour le choix du courant du régulateur est 1,5 fois le courant de court-circuit I_{cc} pour un régulateur shunt et 1,5 fois le courant nominal I_m pour un régulateur série.
Pour la tension, le régulateur devra pouvoir supporter environ le double de sa tension nominale, valeur proche de la tension de circuit ouvert du panneau (V_{oc}) à basse température.

□ Consommation interne

Le courant de repos des régulateurs varie typiquement entre 1 et 25 mA. Il est intéressant de connaître la valeur de ce courant pour calculer les pertes que cela représente sur une année par exemple. À une latitude de 46° en Europe, on peut collecter environ 1 000 kWh/m^2 annuellement. Avec un petit régulateur consommant 2 mA, le courant de repos continuel représente une perte annuelle de 17,5 Ah. Si ce régulateur est utilisé pour un petit système utilisant un panneau de 10 W générant en moyenne 0,6 A, soit 600 Ah par année, la perte du régulateur représente 3 % de l'énergie produite. Les pertes au repos ne devraient pas dépasser quelques pour-cent de la puissance produite.
Les autres pertes du régulateur proviennent de la résistance de passage de l'interrupteur (régulateur série) et de la diode de blocage. On choisira plutôt un régulateur à diode Schottky et parfois un régulateur shunt pour de petits systèmes.

□ Précision des seuils

Les seuils de coupure et de délestage du régulateur devraient rester stables à ± 2 % de leur valeur nominale durant la vie du système. Il faut également veiller à ce que la chute de tension régulateur-batterie reste négligeable pour la précision des seuils dans un montage à deux conducteurs, sinon il faut utiliser un régulateur ayant une mesure séparée de la tension (quatre conducteurs).

Copyright © 2009 Dunod.

Tableau 5.10 – Critères de choix des régulateurs.

Type de contrôleur	Tout ou rien/Tension constante – Shunt/Série
Procédure de charge	Linéaire/PWM
Température ambiante	°C
Tension nominale	V
Courant nominal (× 1,5)	A
Compensation thermique	Sonde interne/externe
Pertes au repos	En % de la puissance solaire
Diode de blocage	Schottky/bipolaire
Tension de coupure	Vfc
Tension de recharge	Vrc
Tension de délestage	Vdl
Tension de réenclenchement	Vrl
Tension de charge forcée	Vfbo
Tension d'égalisation	Vfeg
Seuils ajustables	V ± x mV
Types d'interrupteurs	Relais/semi-conducteurs
Contrôle des consommateurs	Priorités, horloge…
Protections	Surcharges/polarité
Facilités de montage	Section, type de bornes
Environnement	Boîtier, matière
Réputation du fabricant, service après-vente	
Dimensions, poids	
Coût et garantie	

☐ **Protections**

Tous les conducteurs arrivant au régulateur devraient être protégés contre les surcharges transitoires par des composants adéquats (diodes Zener, éléments parafoudre…). Pour des systèmes installés dans des lieux exposés, en montagne par

© Dunod – La photocopie non autorisée est un délit.
Copyright © 2009 Dunod.

exemple, il est recommandé de monter des éléments de parasurtension sur chaque conducteur avant que ceux-ci n'entrent dans une construction (§ 5.1.4). Utiliser si possible des éléments avec indicateurs de fonctionnement : certains composants parafoudre[1] sont équipés d'une fenêtre passant du vert au rouge lorsqu'ils ont perdu leur puissance nominale après un choc électrique.

La protection contre des inversions de polarité est également indispensable.

En cas d'absence de la batterie, un régulateur shunt doit pouvoir dissiper la puissance des panneaux : ceci représente une cause de panne fréquente si le circuit n'a pas été soigneusement conçu, le système oscillant autour de la tension nominale avec un transistor souvent mal alimenté (tension de grille insuffisante) et dissipant trop. Ce problème n'existe pas pour les régulateurs série, par contre sans la batterie, ceux-ci peuvent fournir aux récepteurs la tension ouverte des panneaux.

Un contrôleur évolué doit incorporer une protection thermique contre les surtempératures et déconnecter la liaison aux récepteurs si la batterie n'est pas branchée.

En pays froids et tempérés, une diode de blocage est recommandée (type Schottky si possible). Pour les pays chauds, on peut évaluer les gains et pertes de ce composant en fonction du courant de nuit des panneaux choisis.

☐ **Facilités de montage**

Les bornes de connexion doivent être facilement accessibles et permettre le câblage avec des sections suffisantes. Ce critère n'est en général pas respecté par les régulateurs bon marché, ce qui oblige à ajouter des borniers intermédiaires et renchérit le coût final du régulateur. La fixation contre une paroi doit faciliter une ventilation correcte des dissipateurs du régulateur.

☐ **Garantie et certification**

Les régulateurs sont garantis en général pour une année ou plus selon les fabricants. La présence d'un service après-vente compétent local est également un critère de choix. Pour la certification, on peut citer les directives ERD (Électrification rurale décentralisée) d'EDF. Bien qu'un peu ardu, ce document comporte des informations intéressantes. La spécification C7 concerne les régulateurs[2].

5.1.3 Les convertisseurs

Les convertisseurs sont des appareils servant à transformer la tension continue fournie par les panneaux ou les batteries pour l'adapter à des récepteurs fonctionnant soit à une tension continue différente, soit à une tension alternative. Aujourd'hui, la grande majorité des convertisseurs est électronique mais on peut encore trouver des génératrices fournissant du 230 VAC entraînées par des moteurs à courant continu. Nous décrivons ci-dessous le schéma type des convertisseurs DC/DC utiles pour alimenter de petits récepteurs ou chargeurs depuis une batterie et nous décrirons les onduleurs DC/AC autonomes. Nous n'évoquons pas les convertisseurs

1. www.dehn.de
2. Directives générales pour l'utilisation des EnR dans l'Electrification Rurale Décentralisée (Directives ERD) (Juin 1997).

Copyright © 2009 Dunod.

directement couplés aux panneaux solaires comme certains onduleurs pour pompes immergées car ce sont des éléments indissociables de leur récepteur. Les onduleurs dédiés à la connexion au réseau font l'objet quant à eux du paragraphe 4.2.3.

■ Les convertisseurs DC/DC

Ce type de composant est utilisé pour transformer la tension des batteries en une tension DC différente pour alimenter un appareil spécial : un chargeur pour téléphone portable, une radio, un ordinateur portable…

On décrit ci-dessous uniquement les convertisseurs actifs qui offrent un bon rendement, les convertisseurs passifs qui permettent d'alimenter un appareil à plus basse tension que nominal en dissipant la différence ne sont pas décrits. Deux types sont possibles : les convertisseurs « vers le haut » pour augmenter la tension et les convertisseurs « vers le bas » pour abaisser la tension.

□ Convertisseur vers le haut

Le besoin typique pour un tel appareil est l'alimentation depuis 12 V d'un ordinateur portable qui demande souvent une tension exotique comme par exemple 19 V. La figure 5.13 présente les composants typiques d'un convertisseur vers le haut. Il existe également des convertisseurs générant une tension de 300 VDC pour alimenter des récepteurs à tension nominale de 230 VAC qui sont équipés d'une alimentation à découpage du primaire comme par exemple les lampes économiques, les téléviseurs modernes, les ordinateurs et périphériques informatiques. L'intérêt de produire du courant continu pour ce type d'appareil est que l'on ne déforme pas l'onde produite et que sans passer par 50 Hz, on génère moins d'harmoniques. Ce type de convertisseur existe sous forme très compacte (figure 5.14) avec de bonnes performances : un modèle 18 W alimente depuis 12 V une lampe fluorescente compacte de 15 W avec un rendement de 92 %. Un autre avantage est que l'on peut si nécessaire faire fonctionner plusieurs convertisseurs en parallèle pour alimenter un plus gros récepteur.

Principe de fonctionnement

Lorsque l'interrupteur est fermé, l'inductance stocke le courant provenant de la batterie. Lorsque l'interrupteur s'ouvre, l'interruption de courant dans l'inductance provoque une surtension qui est dérivée dans le condensateur et le récepteur ; la diode empêche tout retour de courant. Le condensateur sert à lisser la tension de sortie et l'interrupteur est commandé par une électronique de contrôle qui mesure en permanence la tension et le courant de sortie pour ajuster la fréquence et la largeur de commande de l'interrupteur et limiter le courant à une valeur sûre pour les composants. Il existe des circuits intégrés comprenant pratiquement tous ces composants à l'exception de l'inductance, du condensateur et du transistor interrupteur si le courant dépasse plusieurs ampères. Le rendement typique dépasse en général 70 % et peut atteindre 85 à 90 % pour les meilleurs convertisseurs.

© Dunod – La photocopie non autorisée est un délit.
Copyright © 2009 Dunod.

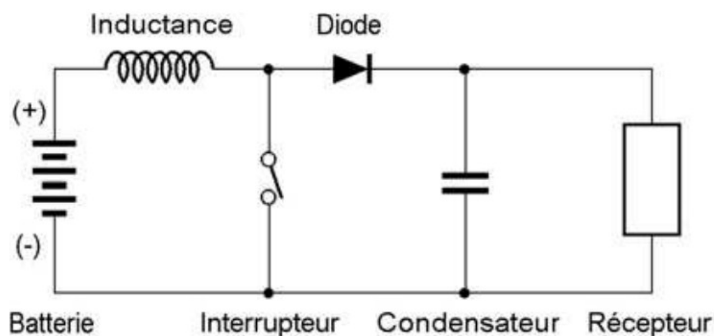


Figure 5.13 – Exemple de convertisseur DC/DC vers le haut.

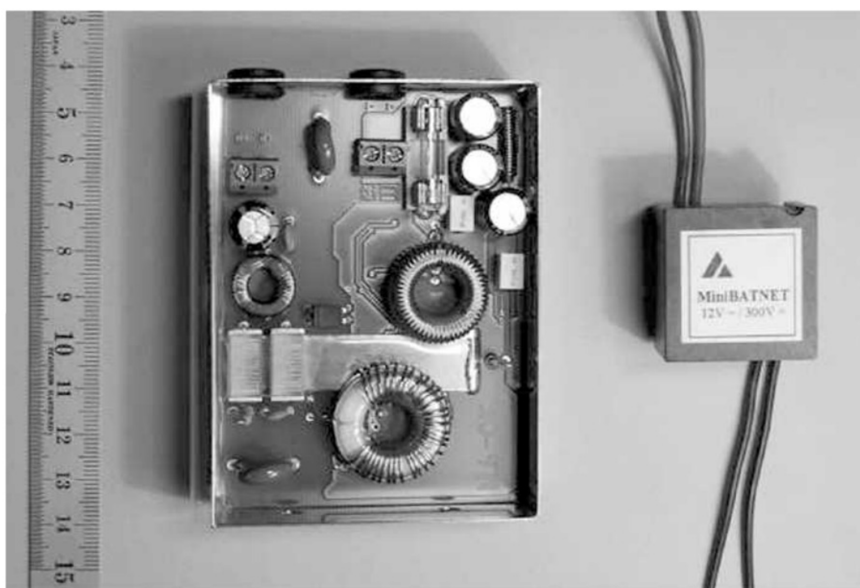


Figure 5.14 – À droite, convertisseur DC/DC 18 W-12 V/300 V, et à gauche, convertisseur DC/DC 60 W-12 V/300 V.

☐ **Convertisseur vers le bas**

Le deuxième type de convertisseur sert à produire une tension plus basse que celle des batteries et s'applique principalement à la recharge d'accumulateurs NiMH, à l'alimentation de radios et autres petits appareils.

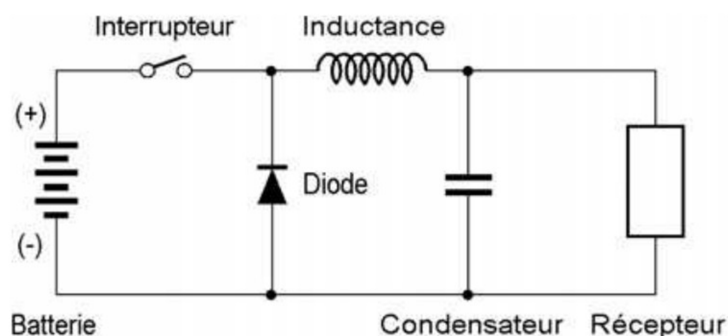


Figure 5.15 – Convertisseur typique DC/DC vers le bas.

Copyright © 2009 Dunod.

Principe de fonctionnement

Lorsque l'interrupteur est fermé, le courant circule de la batterie vers le récepteur à travers l'inductance et lorsque l'interrupteur s'ouvre, la tension aux bornes de l'inductance s'inverse, ce qui fait conduire la diode qui protège l'interrupteur. L'électronique de contrôle commande la fréquence et la durée de fonctionnement de l'interrupteur selon la tension désirée et le courant maximal possible. Le rendement typique est ici légèrement supérieur au modèle précédent et est en général de 80 à 90 % pour les appareils modernes.

Ces deux types de convertisseurs travaillent entre 50 et quelques centaines de kHz, ce qui peut provoquer quelques parasites dans le cas de l'alimentation d'une radio AM (fréquente en Afrique).

■ Les onduleurs DC/AC pour les installations autonomes

Pour des systèmes à grand nombre de points lumineux ou lorsque les câblages deviennent importants, il peut être intéressant de travailler en 230 VAC, ce qui permet d'utiliser les appareils usuels du marché avec un choix beaucoup plus vaste. Les lampes compactes électroniques 230 VAC à tube fluorescent sont disponibles dans une très grande variété de forme et de puissance à des prix plus avantageux que les lampes en DC et certains réfrigérateurs en 230 VAC ont une consommation proche des meilleurs appareils en DC à un prix bien inférieur. Pour toutes ces raisons, dès que le nombre d'appareils est important, il est en général plus avantageux d'ajouter un bon onduleur, l'économie sur le prix des récepteurs pouvant compenser l'investissement de l'onduleur.

Il faut cependant se méfier des déformations de l'onde sinusoïdale du courant alternatif par les récepteurs à alimentation à découpage qui transforment le signal fourni en une onde de plus en plus carrée : pour un système qui doit alimenter beaucoup de lampes et un appareil à moteur (par exemple un réfrigérateur), le signal sera peut-être trop carré pour pouvoir démarrer convenablement le moteur. Nous avons mesuré sur un petit onduleur sinus 12 VDC/230 VAC-150 W une distorsion à vide de 5 % et lorsqu'il est chargé par trois lampes économiques de 15 W une distorsion harmonique de 13 % (figure 5.16).

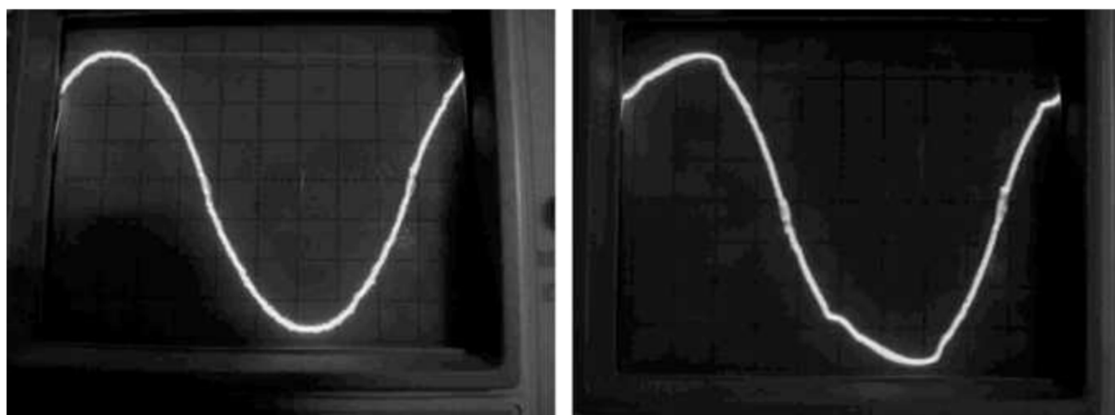


Figure 5.16 – Onde de 230 V/50 Hz fournie par un onduleur à vide (gauche) et chargée par trois lampes fluorescentes compactes correspondant au 1/3 de sa puissance (droite).

© Dunod – La photocopie non autorisée est un délit.

Copyright © 2009 Dunod.

Les alimentations à commutation perturbent même le signal du courant secteur européen : nous avons mesuré une distorsion harmonique de plus de 3 % (figure 5.17) et la distorsion déformant et rabotant la crête du signal est clairement visible à l'oscilloscope.

Pour le calcul du dimensionnement des systèmes incorporant des convertisseurs, il faudra tenir compte des pertes de l'onduleur en attente (stand-by) et de son rendement.

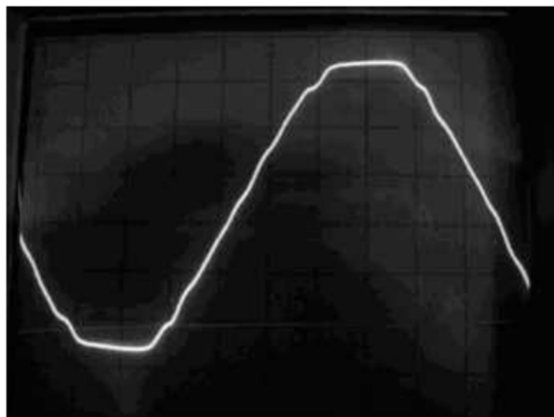


Figure 5.17 – Onde de 230 V/50 Hz fournie par le secteur (distorsion harmonique 3,5 %).

Les onduleurs modernes utilisent des techniques à base de microprocesseur pour générer une tension sinusoïdale à l'aide d'impulsions variables en largeur (PWM). Ces impulsions commandent des transistors MOS de puissance à faibles pertes alimentant un transformateur. À la sortie du transformateur, un filtre éventuel coupe les harmoniques provenant de la commande digitale. La technique est largement répandue et le coût de tels appareils a tendance à baisser. On trouve par exemple des appareils sinusoïdaux performants générant 150 W depuis 12 V pour environ 200 €.

Historiquement, les onduleurs peuvent être classés en générateurs produisant soit une onde sinusoïdale, soit une onde carrée ou encore une onde dite pseudo-sinusoïdale. Le choix de l'onduleur va dépendre des utilisateurs qui le feront fonctionner, ce choix s'appuyant sur des critères valables pour n'importe quelle onde. On lira à ce propos avec intérêt la publication[1] de la tâche 3 du groupe PVPS de l'AIE (Agence internationale de l'énergie) qui recense toute une série de pannes et dysfonctionnements apparaissant dans les systèmes photovoltaïques autonomes et provenant souvent d'une mauvaise connaissance du fonctionnement des onduleurs.

□ Critères de choix

Précision de la tension de sortie

Ce chiffre est donné en % par rapport à 230 VAC. Il est utile dans certaines utilisations si l'on alimente des appareils électroniques délicats, hi-fi… L'onduleur doit être stable quelle que soit sa charge et quelle que soit sa tension d'entrée.

1. X. Vallvé, G. Gafas, Problems related to appliances in stand-alone PV power systems, disponible sur le site : http://www.task3.pvps.iea.org

Copyright © 2009 Dunod.

Résistance aux surcharges et au courant réactif

Pour arriver à démarrer certaines charges, l'onduleur doit produire souvent plusieurs fois sa puissance maximale pendant un temps assez bref. Comme exemple de charge à démarrage difficile, on peut citer les réfrigérateurs (P démarrage cinq à dix fois P nominale) et les moteurs déjà chargés mécaniquement (par exemple les pompes). Ce critère est important et s'il n'est pas respecté, il peut être la source de nombreux problèmes.

Distorsion harmonique

Dans certaines utilisations sensibles, la présence d'harmoniques est une gêne audible (hi-fi) et elle perturbe le fonctionnement de la charge (moteurs). Les onduleurs non sinusoïdaux perturbent non seulement l'environnement électromagnétique mais les harmoniques sont également une perte d'énergie dans le cas de l'alimentation de moteurs par exemple. Le critère suivant (rendement) sera donc fortement influencé par la production d'harmoniques pour certains récepteurs.

Rendement

C'est sans conteste le critère de choix principal. On désire perdre le moins d'énergie possible entre les batteries et la charge en 230 VAC.
On s'intéresse à la courbe de rendement en fonction de la charge de l'onduleur : les appareils modernes performants atteignent un rendement supérieur à 90 % dès que la charge est de 5 à 10 % de leur puissance nominale. Dans un système à récepteurs de puissances très variables (habitat isolé par exemple), l'onduleur doit fonctionner souvent à charge très partielle lorsqu'il n'alimente que de l'éclairage ou d'autres petits appareils et dans ce cas, le rendement à petite puissance est très important. Des fabricants proposent des appareils incorporant deux onduleurs[1] pour remédier à ce problème : leurs appareils fonctionnent par exemple entre 0 et 100 W sur un petit circuit et commutent automatiquement sur un circuit plus puissant lorsque la demande dépasse les besoins du premier circuit.

Consommation en mode d'attente (Stand-by)

C'est une donnée très importante pour les onduleurs qui travaillent occasionnellement et restent branchés en permanence. Souvent dans ces cas l'énergie utilisée par la consommation à vide est plus importante que celle utilisée par les récepteurs. Un onduleur performant de 500 W/12 V consomme par exemple 0,4 A (environ 5 W) en attente, ce qui fait 9,6 Ah/j ou 115 Wh/j. Il faudrait si possible arrêter l'onduleur entre deux utilisations. Pour économiser l'énergie, les appareils modernes utilisent des techniques de détection d'utilisateur pour démarrer toute la puissance dès qu'un appareil est branché sur le réseau. L'onduleur par exemple fonctionne périodiquement pendant une très courte période et sa consommation est mesurée ; si celle-ci dépasse le niveau « stand-by », alors l'appareil reste enclenché et délivre du 230 VAC. Lorsque le consommateur est déconnecté, la consommation redescend et l'appareil le détecte et retourne en mode « attente de demande ».

1. Onduleur Twinpower : http://www.studer-inno.com

© Dunod – La photocopie non autorisée est un délit.
Copyright © 2009 Dunod.

☐ Différents types d'onduleurs autonomes

Onduleur à onde sinusoïdale – Chargeur

Les onduleurs modernes sinusoïdaux pour installations indépendantes utilisent les mêmes techniques que celles développées pour la liaison au réseau. Les circuits sont plus simples à mettre en œuvre, les protections et la synchronisation au réseau n'existant pas. On trouve ainsi sur le marché de petits onduleurs (100 à 500 W) utilisant la technique digitale à relativement haute fréquence (30 à 100 kHz). Sur les appareils les moins chers, il n'y a pas de filtre à la sortie et le signal haute fréquence toujours présent peut ainsi éventuellement perturber le récepteur. Les appareils plus puissants utilisant cette technique ont en général un filtre éliminant les harmoniques HF. Pour alimenter une habitation autonome, le système choisi est souvent hybride et incorpore une génératrice auxiliaire qui suppléera aux manques de soleil et variations de saison. Dans ce cas, il est plus intéressant d'utiliser un onduleur/chargeur qui fonctionne en chargeur de batterie lorsque la génératrice tourne. Il n'est pas recommandé d'utiliser un chargeur traditionnel de type « automobile » pour recharger les batteries avec une génératrice, celle-ci produisant souvent une onde trop carrée (sinus déformé) pour arriver à charger complètement et le chargeur produit souvent seulement la moitié ou le tiers de son courant nominal. Un onduleur réversible de 1 500 W fournit en général 40 ampères à 24 V, ce qui est beaucoup plus qu'un gros chargeur traditionnel et permet de recharger beaucoup plus vite les batteries. D'autre part une génératrice utilisée pour recharger une batterie avec un petit chargeur est très mal utilisée et a un rendement catastrophique, ce qui augmente encore ses nuisances. Si l'onduleur n'est pas réversible, on peut ajouter un chargeur électronique qui tolère une grande variation de tension d'entrée.

Onduleur à onde carrée

C'est la technique la plus simple et la plus ancienne pour générer une onde alternative. Dans ce cas, on commande deux transistors dans le primaire d'un transformateur par un oscillateur de 50 Hz. S'il est parfaitement carré, le signal généré va produire une somme d'harmoniques impairs qui ne pourront souvent pas alimenter sans problème des charges inductives. Les appareils utilisant cette technique n'ont pas de réglage de la tension de sortie : celle-ci va donc varier avec la charge et la tension d'entrée. Actuellement, le choix d'utiliser un onduleur à onde carrée ne se justifie que si le récepteur fonctionne parfaitement avec cette onde. Les prix des onduleurs plus performants ayant beaucoup baissé, on choisira très rarement ce type d'appareil.

Onduleur à onde pseudo-sinusoïdale

C'était autrefois les appareils les plus performants en terme de rendement mais ils ont été rattrapés par les modèles sinusoïdaux modernes. Le signal produit est un double carré (positif et négatif) avec passages par zéro : le passage par zéro à chaque commutation réduit les harmoniques par rapport au signal carré pur. Le carré de largeur variable en fonction de la charge et de la tension d'entrée permet un ajustage précis de la tension de sortie. Cette impulsion de largeur variable permet également

Copyright © 2009 Dunod.

de faire fonctionner l'onduleur à tension de sortie plus faible en mode d'attente à faible consommation : dès qu'un appareil est branché, le circuit détecte l'augmentation de consommation et fait fonctionner l'onduleur à 230 VAC.

□ Onduleurs pour systèmes autonomes, résumé des critères de choix

Avant de choisir un onduleur il faut s'assurer que :

- une solution en courant continu souvent plus économe en énergie n'existe pas ;
- la consommation éventuelle en mode d'attente ne pénalise pas trop l'installation solaire ;
- l'onduleur peut démarrer le récepteur (seul un essai est vraiment relevant !) ;
- son rendement est suffisant au point de fonctionnement de la charge ;
- la charge tolère la distorsion de l'onduleur (forme d'onde) ;
- les variations de la tension de sortie sont acceptées par la charge ;
- l'onduleur est protégé contre les surcharges côté DC et AC et contre la surchauffe ;
- l'onduleur coupe les utilisateurs en cas de basse tension DC (protection de la batterie).

5.1.4 Les autres composants de base

On décrit dans cette partie les derniers éléments indispensables au bon fonctionnement d'un système photovoltaïque autonome ou raccordé au réseau tels que les protections contre la foudre, les disjoncteurs et fusibles et les composants de mesure permettant le suivi de l'installation.

□ Protections contre la foudre

Les protections contre la foudre sont indispensables si l'on veut garantir une alimentation fiable en électricité. Le nombre de pannes recensées augmente avec l'altitude et dès 1 000 mètres, il est fortement recommandé de prévoir des protections supplémentaires à celles qui sont en général incorporées aux régulateurs.

Les dégâts de la foudre concernent en premier lieu les équipements électroniques, régulateurs, onduleurs, ballasts de lampes et mesure ; les panneaux eux-mêmes sont plus rarement touchés et en cas de dégât, les diodes by-pass ou de blocage, la boîte de connexion le sont en premier. Le montant des dégâts varie en fonction de l'ampleur des équipements touchés mais il dépasse en général quelques milliers d'euros si le système est difficile d'accès. Les quelques conseils qui suivent sont un minimum d'informations qui peuvent être approfondies dans la littérature[1].

Trois principes doivent être respectés pour réaliser une protection contre la foudre :

- conduire le courant de foudre vers la terre par le chemin le plus direct ;
- minimiser les surfaces des boucles de masse ;
- limiter l'onde de surtension par des parafoudres.

1. G. Moine, *Protection contre les effets de la foudre dans les installations faisant appel aux énergies renouvelables*, ADEME, juin 2001.

© Dunod – La photocopie non autorisée est un délit.
Copyright © 2009 Dunod.

Ce qui implique de réaliser :

– une protection par des installations extérieures (éventuellement un paratonnerre) pour les effets directs ;
– la pose de parafoudre pour se protéger des effets indirects.

Ces deux protections devraient être liées à une prise de terre unique pour être réellement efficace.

Protection contre les coups directs

Les structures à protéger sont les grandes installations en général, les systèmes publics (restaurants de montagne, refuges…), les installations professionnelles (émetteurs, balises…) et les sites exposés ou à risque. Nous n'entrerons pas dans les détails de construction des différents types de paratonnerres qui doivent être réalisés par des professionnels de la branche pour avoir une garantie de leur conformité.

Protection contre les coups indirects

Un impact sur ou proche d'une installation peut induire des surtensions destructrices pour les équipements électriques. Pour s'en protéger, plusieurs mesures sont indispensables :

– unicité de la prise de terre ;
– réseau équipotentiel des masses des équipements électriques et conducteurs du bâtiment relié à la terre ;
– montage de parafoudres entre conducteurs et masse des appareils ;
– cheminement de câble évitant les boucles génératrices de surtensions lors de variations rapides du champ magnétique ;
– blindage des câbles de données et télécommunications.

Prise de terre

Le réseau de terre sert à évacuer le courant vers la terre et doit être équipotentiel pour ne pas créer de surtension locale lorsqu'il transporte un impact. Le meilleur système est un réseau unique et si possible maillé de conducteurs de cuivre nu de 25 mm^2 minimum. Ces conducteurs s'ils traversent la terre entre deux liaisons pourront éventuellement servir de prise de terre. Sinon la prise de terre devra être réalisée séparément par exemple par une boucle du même cuivre nu ceinturant le bâtiment dans le sol. Nous n'entrerons par ici dans les détails des différentes prises de terre bien connues des monteurs en télécommunications et qui dépendent du type de sol, du type d'installation et de la facilité de montage.

Masses équipotentielles

Pour la protection des personnes, il faut s'assurer de l'équipotentialité des masses qui ne doivent pas créer de surtensions dangereuses lors d'impacts. Une structure maillée et non en étoile est conseillée avec une liaison à la barre d'équipotentialité la plus courte possible.

Copyright © 2009 Dunod.

Parafoudres

Le parafoudre est un élément non linéaire limitant la tension au-dessous d'une valeur déterminée. Plusieurs composants différents jouent ce rôle.

– **L'éclateur à gaz** démarre en quelques centaines de nanosecondes et certains modèles peuvent laisser passer jusqu'à 10 kA. Son inconvénient est qu'une fois amorcé, une tension de 24 V peut suffire à continuer le passage du courant ; on monte souvent une autre varistance ou un fusible en série pour interrompre ce courant.
– **La varistance** est un semi-conducteur qui accepte des courants jusqu'à 50 kA mais vieillit dans le temps et lors de chaque impact, ce qui à terme la rend conductrice. Il est recommandé de monter des varistances à indicateurs d'état qui protègent également les appareils si la varistance se court-circuite en vieillissant.
– **La diode Zener bi directionnelle** protège les appareils très rapidement mais peut dissiper peu d'énergie. Elle sera montée en général dans les appareils comme dernière protection.

Les paramètres du parafoudre sont déterminés en fonction du risque foudre tel que défini par la norme européenne EN 61024-1 en quatre niveaux d'efficacité (tableau 5.11).

Tableau 5.11 – Parafoudre en fonction du niveau de protection.

Paramètres	Symbole	Unité	Niveau de protection			
			I	II	III	IV
Efficacité	E	%	98	95	90	80
Courant de crête	I	kA	200	150	100	100
Charge totale	Qtot	C	300	225	150	150
Charge impulsionnelle	Qimp	C	100	75	50	50
Énergie spécifique	SE	kJ/ohm	10 000	5 600	2 500	2 500
Raideur moyenne	di/dt	kA/us	200	150	100	100
Rayon de la sphère fictive	R	m	20	30	45	60
Distance moyenne entre les descentes	D	m	10	15	20	25

Les parafoudres seront montés avant les appareils à protéger en respectant la symétrie du câblage et le maillage de masse. Les distances entre les parafoudres et les conducteurs actifs d'une part et la masse de l'équipement à protéger d'autre part doivent être inférieures à 50 cm (figure 5.18).

Copyright © 2009 Dunod.
© Dunod – La photocopie non autorisée est un délit.

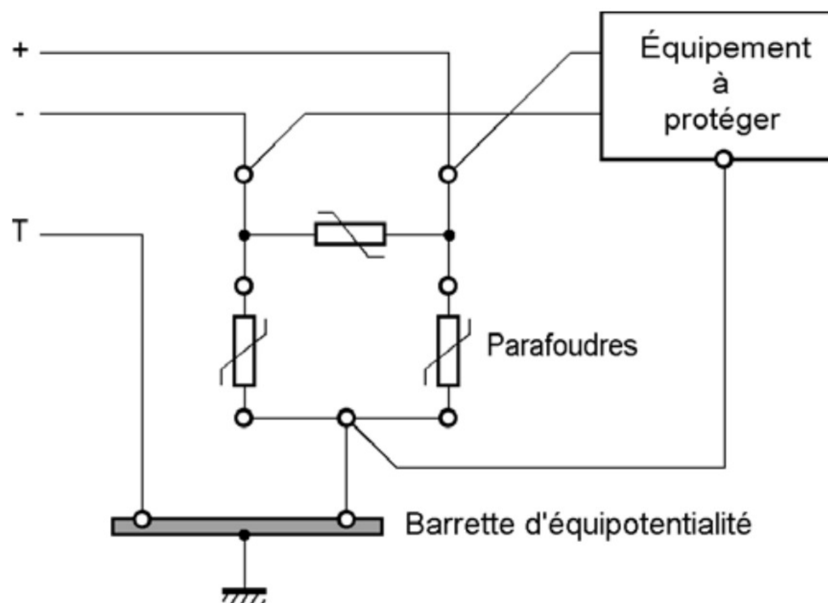


Figure 5.18 – Montage des parafoudres.

La distance maximale entre un parafoudre et un élément à protéger ne doit pas dépasser 10 m, sinon monter des parafoudres à chaque extrémité des câbles.

Cheminement des câbles et blindage

Il faut éviter la création de boucles ou limiter au maximum leur surface par le maillage des masses. Le blindage des liaisons est excellent pour limiter les surtensions par induction mais cher. Un autre moyen est de monter les câbles dans des profilés métalliques ou de profiter du support des panneaux lui-même relié à la terre comme blindage.

Mise à la terre d'un conducteur continu

Pour une meilleure protection contre la foudre, il est préférable de relier un des deux pôles continus à la terre. Pour éviter des phénomènes de corrosion électrolytique au niveau de certains équipements (modules…), il est préférable de relier le pôle + à la terre surtout si la tension nominale est élevée. Cette mesure est effectuée notamment dans les télécommunications en 48 V. Mais en général, beaucoup d'appareils fonctionnant en 12 ou 24 V ont déjà leur masse reliée au pôle négatif et si les conditions ambiantes (air humide et salé par exemple) ne sont pas trop défavorables, le – à la terre est plus pratique. Cette mise à la terre doit être effectuée en un seul point, si possible au régulateur. Les autres protections, disjoncteurs et fusibles seront alors montées sur l'autre polarité. On présente à la figure 5.19 le schéma typique d'un petit système « tout » continu ; on fait l'hypothèse que l'environnement est sec et éloigné de la mer, le – est donc à la terre.

Si l'on ajoutait un onduleur pour alimenter des appareils en 230 VAC au petit système ci-dessus, il faudrait relier la terre du petit réseau au même point que la terre du contrôleur.

Copyright © 2009 Dunod.

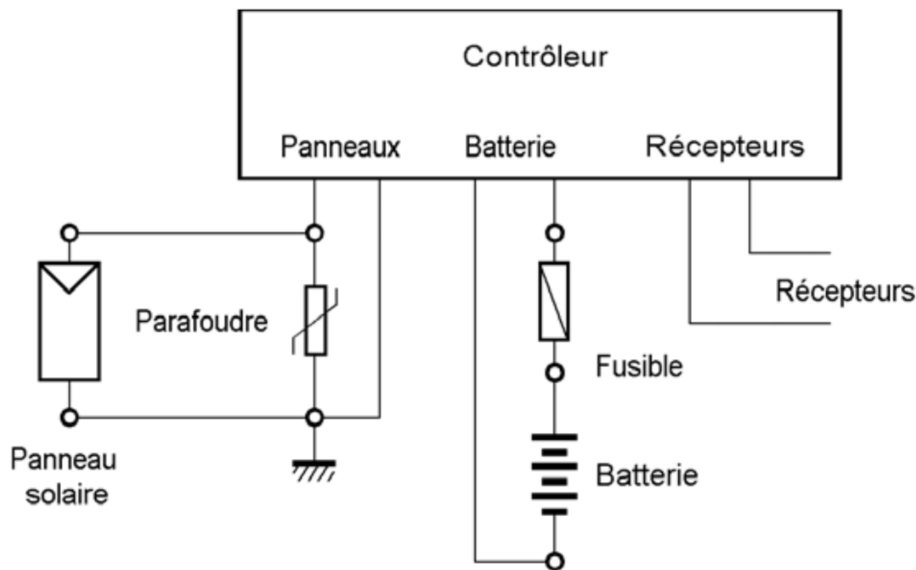


Figure 5.19 – Petit système autonome tout continu avec protections.

□ Recommandations pour la protection foudre, résumé

- Protection directe pour systèmes publics, professionnels, de grande valeur ou exposés.
- Si protection directe, montage des panneaux dans la zone de protection du paratonnerre.
- Interconnexion des masses par câble cuivre nu 25 mm^2 entre panneaux et régulation.
- Câbles blindés ou posés dans des goulottes métalliques reliées à la terre à chaque extrémité.
- Interconnexions des masses entre équipements.
- Prise de terre du bâtiment en fond de fouille.
- Mise à la terre des masses au niveau du contrôleur.
- Pôle + à la terre si atmosphère humide et salée ou tension > = 48 V.
- Fusibles et disjoncteurs sur pôle non relié à la masse.
- Parafoudres proches des équipements à protéger et liaisons < 50 cm aux conducteurs.

■ Fusibles et disjoncteurs

Une distribution électrique à partir d'énergie solaire demande les mêmes protections que pour un réseau classique. Cependant, les protections côté DC sont particulières car le courant continu (qui ne passe pas par 0 à chaque alternance) est plus difficile à interrompre si un arc se produit. En 12 VDC, le danger d'arc est assez faible mais dès 24 V, avec un régulateur série, les panneaux seront parfois en tension ouverte à plus de 40 V et un arc peut se produire si deux câbles sont mal isolés ou si une connexion se détériore avec le temps. Dans les systèmes à tension continue de plus de 100 V, un mauvais choix dans les équipements de protection a été la cause de plusieurs incendies.

- En Suisse, dans un système de 500 kW à plusieurs centaines de volts, un opérateur a effectué une mesure du courant de court-circuit du champ de panneaux et lorsqu'il

© Dunod – La photocopie non autorisée est un délit.
Copyright © 2009 Dunod.

a voulu reconnecter en mode normal en interrompant la mesure, le courant a formé un arc qui s'est propagé et a détruit plusieurs armoires de distribution.

– Dans un petit système de 3 kW lié au réseau et fonctionnant à 100 VDC, une connexion s'est probablement desserrée, un arc s'est formé dans le coffret de distribution et l'incendie a détruit l'installation et toute la toiture du bâtiment. Dans ce cas, le problème principal était un mauvais choix de matériaux d'isolation du coffret.

Dans un système autonome, le risque principal est la forte densité d'énergie présente dans une batterie qui peut fournir plus de 100 ampères si les câbles ne fondent pas. Il est impératif de toujours ajouter un fusible sur la borne non reliée à la terre de la batterie.

Dans le choix d'un disjoncteur ou d'un fusible, il faut s'assurer que la valeur du courant et de la tension nominale est valable en courant continu. Pour les grands systèmes à tension DC élevée, le matériel le plus adéquat est celui utilisé dans les transports pour l'équipement de tramway, trolleybus, trains ou la marine.

■ Interrupteur programmable

Un interrupteur programmable est un équipement souvent utilisé dans les systèmes automatiques : la commande est en général temporelle mais elle peut aussi être lumineuse ou par détection de personnes ou mouvements.

Ces produits sont dérivés de version 230 VAC ou spécialement fabriqués pour le solaire et pour consommer un minimum d'énergie. La figure 5.20 montre un exemple de régulateur série incorporant une horloge programmable pour la commande d'un réfrigérateur. Le système est prévu pour offrir du vin frais dans un cabanon de vignes aux heures de dégustation : l'horloge permet de déconnecter la sortie la nuit et de reconnecter à partir de 9 heures du matin pour avoir du vin frais dès 11 heures. Le régulateur[1] comporte deux indicateurs de courant de charge 0 à 10 A et de tension de batterie à échelle dilatée entre 10,5 et 14,5 V, plage utile de mesure de la tension de batterie.

□ Horloge programmable

Ce type de produits permet à heures fixes de programmer le fonctionnement de récepteurs essentiellement des éclairages nocturnes (deux heures le matin, deux heures le soir par exemple). Il en existe des modèles avantageux avec horloge mécanique et commande par cavaliers définissant des intervalles de 15 minutes, ou avec horloge digitale.

□ Minuterie

Ce produit permet de limiter dans le temps un enclenchement : l'exemple typique est la lumière dans un corridor ou autre lieu de passage. Ces circuits sont en général commandés par un interrupteur poussoir (type sonnette), ce qui permet d'en monter plusieurs en parallèle, utile si un récepteur doit être commandé depuis plusieurs endroits.

Copyright © 2009 Dunod.

1. Source : http://www.dynatex.ch

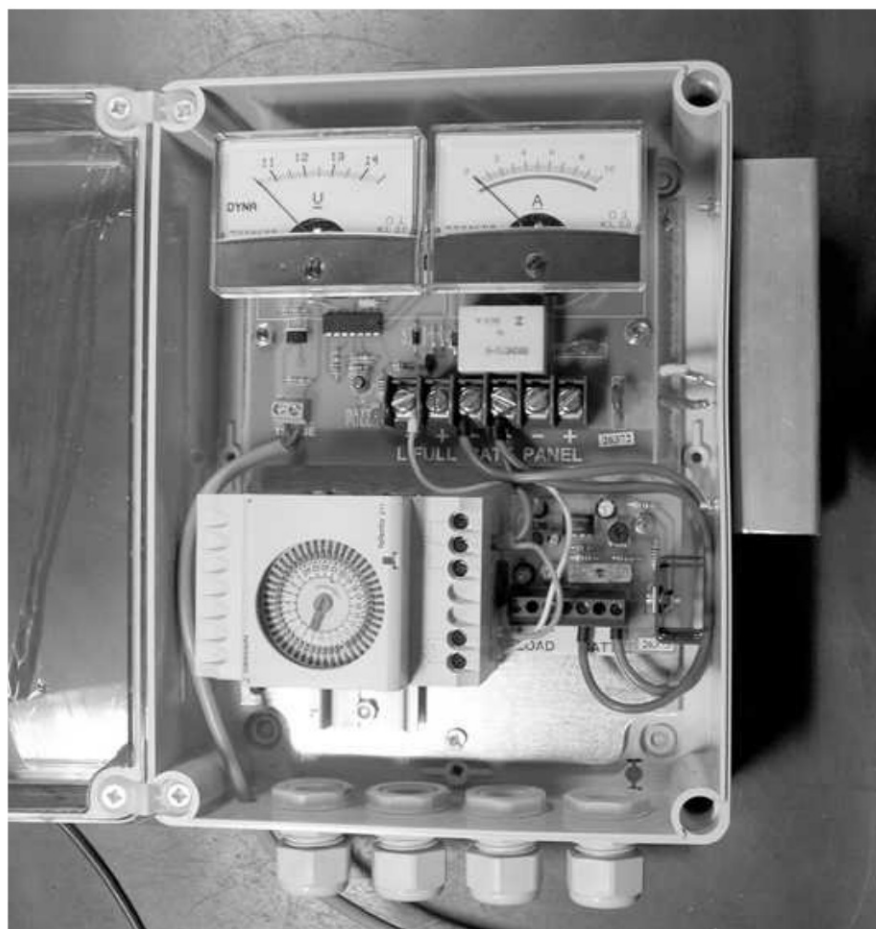


Figure 5.20 – Régulateur à horloge incorporée.

□ Interrupteur crépusculaire

Appareil utilisé partout pour l'éclairage urbain, il en existe des versions 12 ou 24 VDC avec parfois toute la régulation incorporée. Certains circuits ont été spécialement développés pour l'éclairage d'arrêt de bus avec des fonctions d'enclenchement par détections de personnes, temporisation de l'éclairage et horloge limitant le fonctionnement aux heures de passage des bus.

□ Détecteur de mouvement

Ces appareils permettent d'allumer une lampe lorsqu'un mouvement de personne ou autre objet chaud (voiture par exemple) passe dans le champ de captage d'un détecteur infrarouge. Ils incorporent en général un interrupteur crépusculaire et une minuterie limitant la durée de l'enclenchement. Quelques modèles sont disponibles en 12 ou 24 VDC. Il est fortement déconseillé d'utiliser ce type d'appareils sur un réseau 230 VAC produit par un onduleur : la plupart de ces petits circuits en 230 VAC sont alimentés sans transformateurs en abaissant la tension alternative par un condensateur. Le courant consommé est très réactif et peut facilement déstabiliser un onduleur : nous avons mesuré une consommation en attente de 65 W lorsque deux détecteurs et une minuterie étaient connectés à la sortie d'un onduleur de 250 W.

Copyright © 2009 Dunod.
© Dunod – La photocopie non autorisée est un délit.

☐ Interrupteur « intelligent »

Pour les petits réseaux d'électrification rurale photovoltaïque, un fabricant espagnol[1] a développé des interrupteurs programmables à fonctions multiples : on peut choisir le fonctionnement d'un récepteur en fonction de l'état de la batterie, de l'heure et d'autres paramètres. Comme exemples d'utilisations, on peut citer du pompage d'eau ou de la ventilation lorsque la batterie est pleine, ce qui permet de consommer l'excédent solaire qui serait perdu et l'enclenchement de machines seulement si la batterie est assez chargée et en milieu de journée lorsque l'ensoleillement est maximum.

■ Mesure

On propose ici de donner quelques recommandations dans le choix d'appareils et de la méthode permettant de s'assurer du bon fonctionnement d'un système photovoltaïque autonome. Cette liste est centrée autour du composant le plus important à suivre et mesurer qu'est la batterie. Une batterie se mesure différemment suivant son régime : durant la charge, la tension donne une idée peu précise de son état car elle dépend du courant et de l'état de charge, il faut donc soit mesurer la batterie à vide, soit la mesurer le soir (sans soleil) lorsqu'un petit courant (1 à 2 % de sa capacité) est soutiré et que sa résistance interne ne perturbe pas trop la mesure. Cependant la mesure de la tension va varier avec l'âge de la batterie et à capacité équivalente, on peut perdre 0,2 à 0,4 V : à petit courant (C100) une batterie tubulaire neuve aura une capacité de 30 % à 11,8 V alors que quelques années plus tard, cette capacité sera mesurée à 11,4 V.

☐ Équipement indispensable

On fait l'hypothèse que ces appareils ne sont pas intégrés au contrôleur, sinon leur utilité ferait double emploi.

Carnet de bord – manuels

Le premier équipement indispensable est un carnet de bord, un classeur, ou tout autre moyen de mémoire où l'on note au départ toutes les informations décrivant le système et ensuite la date et les mesures et actions effectuées (changement de batterie, ajout de récepteurs…). Avec le carnet de bord, on conserve les manuels et le mode d'emploi des équipements.

Pèse-acide (pour batteries ouvertes)

Si la batterie est ouverte, un pèse-acide (coût quelques euros) suffit à s'assurer de sa capacité et de son état. Le tableau 5.12 présente un exemple de feuille de relevés périodiques permettant de suivre un système autonome. Une densité ne changeant pratiquement pas entre l'état déchargé (< 12 V) et l'état chargé est une indication claire de batterie « âgée » ayant perdu sa capacité.

1. Trama Tecno Ambiental S.L., C/Ripollès, 46, 08026 Barcelona, Catalonia, Spain

Copyright © 2009 Dunod.

Multimètre

Un multimètre est également fortement recommandé (indispensable si la batterie est fermée) car il permet de mesurer toutes les tensions qui permettront d'effectuer un diagnostic en cas de doute sur la santé du système.

□ Équipement recommandé

Mesure du courant

Un ampèremètre indiquant le courant des panneaux permet de suivre et constater éventuellement une défaillance des panneaux.

Mesure de l'énergie

Un ampère-heure mètre offre en plus de la mesure des courants du système la mesure de la capacité entrante et sortante (en Ah), ce qui permet de prévoir l'évolution de la batterie en comparant la demande avec la production.

□ Équipement professionnel

Pour les systèmes professionnels devant assurer une fourniture à très grande fiabilité, des appareils de mesure stockant les informations (data logger) sont très utiles. L'utilisateur peut alors sur place charger les informations accumulées sur plusieurs mois ou suivant le système accéder par modem régulièrement pour contrôler à distance la santé de l'installation. Les informations typiques mesurées sont la tension de batterie, le courant des panneaux, le courant des récepteurs, le rayonnement solaire, les températures ambiantes, des panneaux et des batteries…

Tableau 5.12 – Table de relevés de l'état de la batterie (12 V, six éléments).

Date	Tension	El1	El2	El3	El4	El5	El6	Remarque

5.2 Récepteurs pour systèmes autonomes

On décrit dans cette partie les récepteurs utilisés dans les systèmes photovoltaïques. Il existe une grande variété d'appareils en courant continu (DC : *Direct Current*) développés pour les applications en voiture, caravane ou bateau, et il s'agit de trier les meilleurs d'entre eux pour notre usage. Le choix des récepteurs appropriés est important car il détermine l'ensemble du projet : un système solaire est conçu pour une application donnée qui va déterminer tous les autres composants. En fonction des besoins, on va dimensionner les panneaux solaires, le stockage, le contrôleur et choisir de travailler en DC ou AC (*Alternative Current*).

© Dunod – La photocopie non autorisée est un délit.
Copyright © 2009 Dunod.

5.2.1 La règle d'or : l'économie d'énergie

Les récepteurs DC (y compris les onduleurs) utilisés dans les installations autonomes doivent avoir un rendement maximum et pouvoir fonctionner avec fiabilité dans la plage de tension de l'accumulateur.

– Pour les systèmes avec batteries au plomb, en 12 V nominal par exemple, la plage usuelle va de 11 à 14 V à 25 °C. Pour d'autres tensions nominales, la plage sera la même en proportion.
– Pour des systèmes à batteries au NiMH, l'utilisateur doit supporter de fonctionner jusqu'à + 25 % de la tension nominale environ et au-dessous jusqu'à 0 V. Si la sous-tension n'est pas tolérable, il faut ajouter un délesteur qui coupe la sortie au-dessous du seuil acceptable.

Les systèmes photovoltaïques autonomes ont induit des améliorations de rendement dans pratiquement tous les récepteurs DC spécialement développés pour ce marché.

IMPORTANT

Il est toujours avantageux de choisir des appareils à haut rendement qui souvent durent également plus longtemps, car mieux conçus, ceci d'autant plus que le coût de l'énergie utilisée est élevé. L'investissement supplémentaire côté récepteurs à haut rendement se répercute immédiatement sur une baisse de la puissance solaire et du stockage correspondant installés. Ceci est souvent difficile à faire comprendre aux utilisateurs qui sont déjà équipés : par exemple, la différence de prix des panneaux et du stockage nécessaires pour alimenter un excellent ou un mauvais réfrigérateur compense souvent les frais d'achat d'un nouveau réfrigérateur.

■ Continu ou alternatif ?

Dans la conception d'une installation, il est en général plus avantageux de chercher des appareils fonctionnant en courant continu ou de les adapter plutôt que d'ajouter un onduleur et un récepteur en courant alternatif 230 VAC. Ceci est également valable pour les petites machines, machines à traire, moulin à céréales, groupes de froid… En général, les moteurs DC de quelques kW ont un rendement bien supérieur à ceux en AC et un onduleur perd toujours au minimum 10 % de son énergie en chaleur.

Pour l'alimentation de chalets, habitations isolées sous nos latitudes, il est souvent profitable de remplacer l'onduleur destiné à alimenter des récepteurs relativement puissants (petites machines) occasionnels par une petite génératrice souvent moins chère et qui permet également de charger les batteries en hiver.

Pour des systèmes à grand nombre de points lumineux ou lorsque les câblages deviennent importants, il est intéressant de travailler en 230 VAC, ce qui permet d'utiliser des lampes usuelles compactes électroniques à tube fluorescent (moins chères) et de gagner sur les sections de câblage. Il existe sur le marché des petits onduleurs sinus performants et avantageux bien adaptés à cet usage.

Pour choisir un récepteur AC, il faut impérativement déterminer si l'onduleur peut l'alimenter sans problème : un mauvais choix peut soit empêcher tout fonctionnement, soit entraîner des pannes. Par exemple, il faut absolument éviter les petits récepteurs sans transformateur et utilisant un condensateur et un redresseur pour le fonctionnement de leur électronique : dans une buvette avec dortoir, les

Copyright © 2009 Dunod.

utilisateurs avaient ajouté une minuterie et deux interrupteurs/détecteurs de présence à infrarouge (PIR) pour ne pas laisser de lampe allumée ; ces trois appareils à alimentation purement réactive consommaient 65 W (côté 24 Vdc de l'onduleur) sans aucune lampe allumée, le petit onduleur de 250 W déstabilisé ayant son ventilateur de refroidissement qui tournait. Ces trois appareils destinés à économiser l'énergie consommaient plus que les trois lampes économiques de 13 W connectées…

5.2.2 L'éclairage

Les lampes représentent les principaux récepteurs des systèmes autonomes. Le type le plus utilisé est la lampe fluorescente qui présente un des rendements les plus élevés. Les autres sources de lumière comme les lampes à incandescence et à halogène seront réservées aux courtes durées d'utilisation. On utilise parfois des lampes à vapeur de sodium pour des candélabres, leur rendement est plus élevé mais leur lumière orange monochromatique et leur prix limitent leur usage. Les lampes à diodes électroluminescentes à lumière blanche atteignent depuis 2006 des rendements lumineux comparables voire supérieurs à ceux des tubes fluorescents de petites puissances (environ 55 lm/W), ce qui va certainement permettre le développement de lampes très performantes.

■ Lampes à LED blanches

Elles sont fabriquées à partir de diodes bleues recouvertes d'un pigment fluorescent chargé de produire un spectre de lumière plus large correspondant à la lumière blanche. Leur principal avantage est une durée de vie qui devrait dépasser 50 000 heures et un rendement qui augmente chaque année. Plusieurs laboratoires travaillent à améliorer ce paramètre avec le but de dépasser 150 lm/W en quelques années.
Leurs désavantages sont :

- une source de lumière avec un angle d'ouverture faible (70° par exemple) mais bien adaptée à des projecteurs spots ou des lampes de poche ;
- un prix encore élevé ;
- une puissance unitaire faible (typique 1 W) nécessitant le groupement de plusieurs LED pour remplacer un éclairage traditionnel ;
- un refroidissement parfois difficile de la puce émettrice de lumière ;
- la nécessité d'avoir une alimentation précise limitant le courant maximal pour garantir la durée de vie.

Cependant leur usage devient de plus en plus fréquent pour des applications de lumière ponctuelle comme les indicateurs de freinage des voitures, les lampes de poche ou de mineur et la signalisation routière où leur rendement élevé permet de substantielles économies d'énergie avec une consommation huit à dix fois moins élevée que pour les feux routiers à lampes à incandescence. Avec de telles économies d'énergie, ces lampes sont amorties en quelques années et leur avantage de grande durée de vie permet également une baisse des frais de remplacement. On trouve aujourd'hui des lampes spots à LED blanches avec des rendements de l'ordre de 20 lm/w, par exemple un spot de 3,5 W de mêmes dimensions qu'un spot halogène

© Dunod – La photocopie non autorisée est un délit.
Copyright © 2009 Dunod.

de 10 W. Des LED à rendement dépassant 100 lm/W sont disponibles sous forme de composants.

■ Lampes fluorescentes

Les lampes fluorescentes offrent un grand choix pour des éclairages performants. Le tableau 5.13 donne les valeurs de flux lumineux et de rendement des meilleurs tubes de chaque dimension ainsi que quelques valeurs pour les lampes à incandescence, à halogène, à LED et à vapeur de sodium. Nous avons utilisé les valeurs des modèles OSRAM mais ces données comparatives sont valables pour d'autres fournisseurs de lampes. Tous les modèles sont à basse tension (12 ou 24 V), les types fluorescents et à vapeurs de sodium doivent être alimentés par des ballasts électroniques ou par un onduleur. Ce tableau montre que le rendement augmente avec la puissance, ceci pour tous les types de lampes. Pour comparer les valeurs, nous avons pris comme référence la lampe à incandescence de 60 W qui correspond à un niveau d'éclairage très fréquent pour une petite lampe. Les valeurs de rendement des lampes fluorescentes sont données pour un fonctionnement sur le secteur 50 Hz avec un ballast inductif ; pour un fonctionnement en continu, on a considéré que les pertes du ballast fonctionnant en haute fréquence (20 à 50 kHz) correspondaient à peu près au gain dû au fonctionnement à ces fréquences qui atteint de 10 à 15 % selon les tubes par rapport à 50 Hz.

Pour qu'un tube fluorescent émette de la lumière, il faut faire passer un courant électrique entre les deux électrodes du tube : ce courant est véhiculé par le plasma qui s'établit dans le gaz remplissant le tube. Le plasma ne peut s'établir que si la tension atteint une tension élevée dépendant de la longueur du tube et du gaz utilisé ; par exemple pour un tube standard de 120 cm, il faut au minimum 700 volts pour que le courant passe. Pour abaisser cette tension, on chauffe les deux électrodes pour libérer plus facilement des électrons, ce qui facilite également le démarrage à froid. Pour démarrer l'allumage à 230 VAC et 50 Hz, on insère avec le tube une inductance sur un pôle et un starter comme indiqué sur la figure 5.21 : lorsque le montage est mis sous tension, le starter, qui contient un gaz du même type que le tube, s'allume et chauffe, son interrupteur bilame se ferme, ce qui fait passer un grand courant dans les électrodes du tube qui chauffent. L'interrupteur du starter étant fermé, il s'éteint ; le bilame refroidit et s'ouvre, ce qui provoque une tension élevée aux bornes du tube due à l'inductance série ; alors soit le tube s'allume, soit le cycle recommence. L'enclenchement peut ainsi durer quelques secondes suivant la phase et la tension instantanées où cette séquence se passe, ce qui explique les clignotements usuels au démarrage.

En basse tension DC, pour remplacer le starter et l'inductance, on utilise un ballast haute fréquence (onduleur) qui, lorsqu'il n'est pas chargé, fournit une tension assez élevée pour démarrer le tube. Les fabricants offrent un grand choix de lampes fluorescentes en 12 et 24 VDC : elles sont en général proposées sous forme de réglettes en boîtier aluminium ou plastique et conçues pour le marché du caravaning. On peut également trouver les ballasts électroniques seuls pour alimenter par exemple des tubes en forme de U (type « PL ») qui peuvent être incorporés plus facilement dans des lampes de forme traditionnelle.

Copyright © 2009 Dunod.

Tableau 5.13 – Performances des lampes à économie d'énergie par rapport aux lampes courantes.

Type de lampe	Puissance (W)	Dimensions (cm)	Flux (lm)	Rendement (lm/W)	Rendement (rel.)
Incandescence	25	Dia 6 × 10,5	325	13	0,8
Incandescence	40	Dia 6 × 10,5	580	14,5	0,9
Incandescence	60	Dia 6 × 10,5	980	16,3	1,0
Halogène	10	Dia 0,9 × 3,1	120	12	0,74
Halogène	20	Dia 0,9 × 3,1	350	17,5	1,07
Halogène	50	Dia 1,2 × 4.4	1 000	20	1,23
Halogène	100	Dia 1,2 × 4,4	2 300	23	1,41
LED blanche	1	0,15 × 0.,15	100	100	6,14
Fluo. droite	8	Dia 1,6 × 29	430	54	3,31
Fluo. droite	13	Dia 1,6 × 52	950	73	4,48
Fluo. U (PL)	9	2,7 × 14,5	600	67	4,11
Fluo. U (PL)	11	2,7 × 21,5	900	82	5,03
Fluo. U (PL double)	10	3,4 × 9,5	600	60	3,68
Fluo. droite	18	Dia 2,6 × 59	1 450	81	4,97
Fluo. droite	36	Dia 2,6 × 120	3 450	96	5,89
Sodium	18	Dia 5,3 × 22	1 800	100	6,14
Sodium	36	Dia 5,3 × 31	4 800	137	8,41

© Dunod – La photocopie non autorisée est un délit.
Copyright © 2009 Dunod.

☐ Critères de choix des lampes fluorescentes

Lampes basse tension DC

– Circuit à préchauffage des électrodes garantissant un nombre d'enclenchements élevé (par exemple 5 000 au minimum). Les circuits sans préchauffage noircissent le tube aux extrémités, les électrodes en se détruisant s'y déposant.
– Oscillateur HF produisant une onde proche d'un sinus (facteur de crête inférieur à 2 et symétrie de l'onde meilleure que 60/40 %) : une étude récente a montré

que la durée de vie de telles lampes était nettement plus élevée. La symétrie est également un des facteurs importants du vieillissement du tube : une onde dissymétrique a une composante continue qui est le deuxième facteur détruisant les électrodes et noircissant le tube aux extrémités. D'autre part, les lampes à onde sinusoïdale produisent beaucoup moins d'interférences radio, ce qui est important pour les produits vendus en Afrique, où la radio AM est pratiquement la seule reçue dans les campagnes.

– Circuit à haut rendement (> 80%), résistant aux variations de tension (10 à 15 V) et à la température ambiante.
– Lampe solide et tube protégé : en Afrique, la cause principale de panne est la casse du tube par un coup de tue-mouches (les insectes attirés par la lumière s'agglutinent sur le tube).
– Circuit résistant au vieillissement du tube et supportant de fonctionner sans tube ou avec un tube à moitié ou non allumé : lorsque le tube vieillit ou est à basse température, il est plus difficile à démarrer et peut parfois s'allumer « à moitié », l'oscillateur électronique n'est alors pas correctement chargé et ses composants internes (résistances et transistors) risquent de surchauffer.

Lampes standard AC (système avec onduleur)

– Il est recommandé de choisir des lampes à ballast électronique qui consomment moins de courant réactif. Si pour des raisons de coût, on choisit des lampes à ballast réactif, il faut absolument équilibrer les courants réactifs et utiliser des lampes inductives et capacitives en parallèle. Dans tous les cas, il faut tester le démarrage possible et mesurer la consommation de l'onduleur pour éviter les surprises et pannes.
– Avec des lampes fluo compactes, la meilleure alimentation est d'utiliser un onduleur DC/DC BATNET qui consomme le plus faible courant de crête (§ 5.4.3).

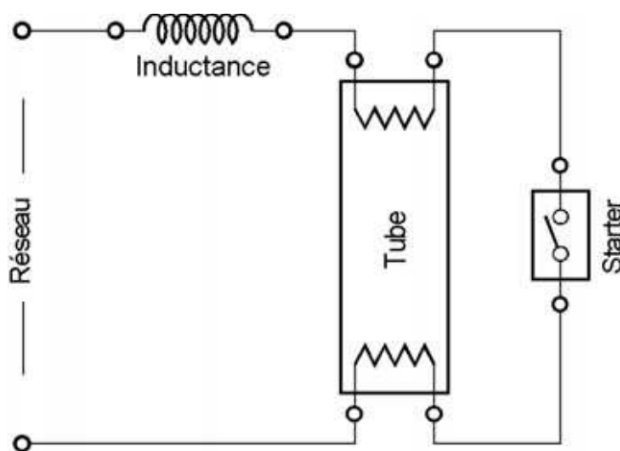


Figure 5.21 – Lampe fluorescente AC/basse fréquence.

■ Lampes halogènes et à incandescence

Lorsqu'on compare les rendements lumineux (tableau 5.13) on remarque que les lampes à incandescence ont entre quatre et six fois moins de rendement à puissance égale que les fluorescentes : on peut alors recommander ces lampes uniquement

Copyright © 2009 Dunod.

pour des utilisations très courtes (un corridor avec minuterie par exemple). La lampe halogène est très légèrement meilleure, son rendement à puissance égale étant 20 % supérieur à celui de la lampe incandescente, mais il faut la garder pour le même type d'utilisation de courte durée.

■ Lampes portables, lanternes solaires

Les lampes portables sont un cas particulier des lampes fluorescentes DC : elles incorporent en plus une batterie étanche, le plus souvent au plomb, et un contrôleur de charge et décharge de la batterie.

□ Critères de choix supplémentaires

– Éviter les modèles incorporant le panneau avec la lampe : la batterie dans un boîtier panneau-lampe au soleil peut atteindre jusqu'à 70 °C (mesuré sur une lampe d'un grand constructeur en Afrique) et vieillir très vite.
– Si la batterie est de type NiMH, s'assurer qu'il y a un délestage en basse tension, sinon le ballast mal alimenté fera vieillir le tube trop vite.
– S'assurer que le régulateur de charge est de type série pour que l'on puisse recharger depuis un autre système ou un chargeur secteur. Pour une batterie au plomb, contrôler qu'il existe également un régulateur de décharge (délestage à basse tension).
– S'assurer que la consommation continue éventuelle de la batterie (par le régulateur) ne pénalise pas le stockage.

5.2.3 La réfrigération et la ventilation

■ Réfrigération

Les réfrigérateurs pour installations autonomes utilisent des compresseurs fonctionnant avec un moteur DC et une armoire à isolation renforcée. Leur prix est beaucoup plus élevé que les modèles standards en 230 VAC (environ deux à trois fois plus cher) mais leur consommation est inférieure à la moitié pour les meilleurs modèles. Pour améliorer le rendement des réfrigérateurs ou congélateurs, il faut :

– les placer dans un endroit frais, à différence de température intérieure/extérieure la plus faible possible ;
– s'assurer que l'échangeur est bien ventilé pour qu'il puisse travailler efficacement ;
– ajouter des accumulateurs de froid (glaçons ou éléments fermés) dans le compartiment glacière pour que le compresseur travaille plus longtemps et moins souvent, son efficacité est ainsi augmentée ;
– les charger avec des aliments aussi froids que possible pour éviter de devoir les refroidir ;
– éviter de les utiliser en hiver sous nos latitudes.

On trouve aussi des réfrigérateurs à vaccins pour les dispensaires médicaux de campagne ; ceux-ci ont été testés par l'OMS[1] où l'on peut obtenir les résultats de mesure.

1. The Cold Chain Product Information Sheets, SUPDIR 55 AMT 5, Expanded Programme on Immunization, World Health Organization, 1211 Geneva 27, Switzerland.

© Dunod – La photocopie non autorisée est un délit.
Copyright © 2009 Dunod.

Il est déconseillé d'utiliser un réfrigérateur en 230 VAC alimenté par un onduleur pour les petits systèmes (§ 5.1.4) : même si la puissance du compresseur est seulement de 50 à 100 W, l'onduleur devra être capable de démarrer une charge facilement 10 fois plus élevée suivant l'état de charge mécanique du moteur/compresseur. D'autre part, la consommation continue de l'onduleur pourra consommer une part importante de l'énergie et les modèles 230 VAC sont souvent moins bien isolés que les modèles spécialement développés pour les applications solaires ; ceci est vrai même pour les modèles de qualité classe A en 230 VAC.

■ Ventilation

Pour la ventilation de petits espaces, il existe une large gamme de ventilateurs DC utilisés en électronique. Certains sont même déjà montés avec des cellules solaires dans une bouche de ventilation pour caravane ou bateau.

Pour les besoins plus importants, le séchage du foin par exemple, beaucoup de ventilateurs industriels peuvent être obtenus avec un moteur DC. En effet dans ce cas, le système de démarrage du moteur est plus difficile à résoudre que la modification en DC. En cas de choix de modèle AC, s'assurer que l'onduleur arrive à le démarrer.

Pour les pays chauds, on trouve un ventilateur plafonnier en 24 VDC[1] qui a environ 40 % plus de rendement que son équivalent en 230 VAC.

5.2.4 Le pompage et le traitement de l'eau

Le pompage de l'eau est une des priorités du solaire en Afrique. Pour les utilisations en Europe, les besoins les plus courants sont la mise en pression de l'eau d'une habitation, d'une caravane ou d'un bateau.

■ Pompes au fil du soleil

Une installation de pompage solaire en pays chaud doit être soigneusement conçue (§ 5.4.4) : même si la technique est parfaitement adaptée, une pompe demande toujours de la maintenance, donc une formation adéquate des utilisateurs. D'autre part, la pompe doit s'adapter aux conditions locales de pompage : comment va évoluer la nappe phréatique ou le cours d'eau lorsqu'on pompe plus fortement, quelles seront les variations de niveau, les variations de qualité de l'eau…

On ne détaillera pas ici les avantages et inconvénients des systèmes avec ou sans batterie ; avant d'installer une pompe DC directement sur un générateur solaire, il faudra s'assurer que celle-ci accepte les grandes variations de courant et tension du générateur durant la journée.

Il existe une grande variété de pompes disponibles pour des applications solaires, que nous décrivons ici.

□ Pompes à piston

Elles sont entraînées par un moteur DC à un rendement élevé pouvant atteindre 60 % pour des puissances de quelques centaines de watts. Elles sont utilisées pour

1. http://www.alternativascmr.com/

Copyright © 2009 Dunod.

pomper depuis un lac, une rivière ou un réservoir proche. Il en existe des modèles à couplage solaire direct ou alimentées depuis batteries. Assez tolérantes vis-à-vis des variations de qualité de l'eau et du fonctionnement à sec, leur domaine d'application est l'irrigation, l'alimentation de réservoirs ou la mise en pression de petits réseaux. Utilisées directement sur des panneaux solaires, il faut ajouter un « booster » de courant pour le démarrage et installer une puissance de panneaux d'au moins 20 % plus élevée que la puissance nominale de la pompe. Si l'on veut travailler toujours au rendement maximum, on préférera un modèle sur batteries qui permet également de récupérer les petits niveaux d'énergie solaire insuffisants pour démarrer la pompe en début et fin de journée.

□ Pompes centrifuges

Elles sont destinées aux forages relativement profonds (en solaire typiquement jusqu'à 120 m) : les pompes sont entraînées soit par un moteur à courant continu, étanche immergé ou en surface avec un arbre, soit par un moteur alternatif immergé alimenté par un onduleur. La hauteur de refoulement est proportionnelle à la puissance de la pompe, ce qui limite ce type aux relativement grandes puissances (> kW, dizaines de l/min). Le rendement moyen est le plus mauvais des systèmes disponibles, typiquement de 30 à 50 %. Ce système est délicat si le niveau de la nappe varie fortement, la pompe ne supportant pas de tourner à sec ; la pompe est également très sensible à la qualité de l'eau. En cas de problème mécanique, tout le système est au fond du forage ou du puits, la maintenance et le contrôle sont difficiles.

□ Pompes à membrane immergées

Elles sont intéressantes jusqu'à environ 60 m pour les petits besoins (quelques l/min). Fonctionnant à l'aide d'un moteur DC étanche, leur rendement peut atteindre 50 %. La pompe est assez tolérante aux variations de qualité de l'eau et peut fonctionner à sec ; un problème rencontré est que certains modèles ne supportent pas une trop grande pression à l'entrée (variation de hauteur de la nappe). Le désavantage principal est une durée de vie plus limitée qui impose une maintenance accrue.

■ Réseau d'eau sous pression

Le pompage principal sous nos latitudes est la mise en pression d'eau d'une habitation. Le système utilise soit une pompe commandée par un pressostat, démarrant lorsqu'un utilisateur ouvre un robinet (figure 5.22), soit un réservoir dans les combles alimenté depuis un puits par la pompe. Les deux systèmes présentent des avantages et des inconvénients.

– Le système en pression permet d'assurer une pression élevée, ce qui est agréable pour le fonctionnement d'une douche ou pour tirer rapidement de l'eau. Un autre avantage est qu'il n'y a pas de grand réservoir à purger en hiver ; les désavantages sont que la pompe s'enclenche chaque fois que l'on tire plus de quelques litres d'eau (dépendant de la taille du vase d'expansion) et que la robinetterie doit tenir continuellement la pression.
– Le système à accumulation est plus simple à mettre en œuvre : la résistance à la pression de la robinetterie n'est pas critique, la pompe peut être commandée

© Dunod – La photocopie non autorisée est un délit.
Copyright © 2009 Dunod.

soit par un système automatique à flotteur dans le réservoir, soit manuellement. Les désavantages sont la faible pression et la nécessité de purger le réservoir en hiver.

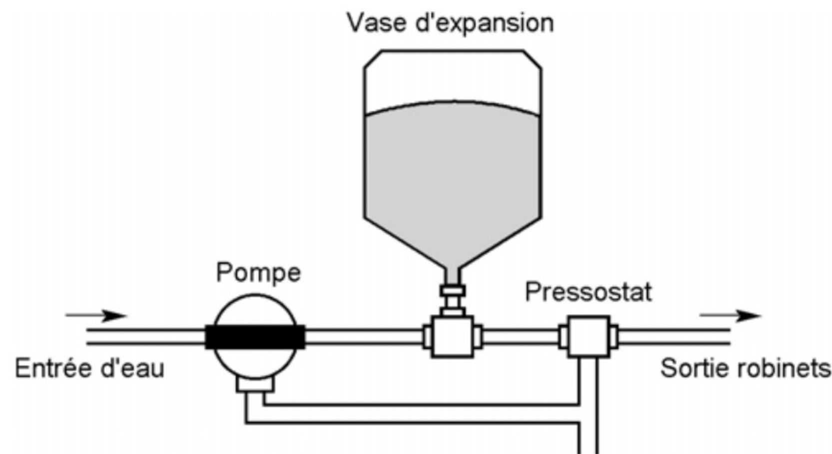


Figure 5.22 – Petit réseau d'eau sous pression.

Les petits réseaux d'eau sous pression sont principalement étudiés pour les bateaux et caravanes : il existe des modèles où le vase d'expansion est réduit à un tuyau de sortie de pompe en matière plastique souple qui peut enfler et absorber ainsi les variations de pression. Plus le vase d'expansion est généreusement dimensionné, moins souvent la pompe tourne, ce qui réduit les nuisances sonores. Certaines pompes incluent le pressostat, ce qui simplifie le câblage.

■ Circulateurs de chauffage

Un troisième usage des pompes solaires est la circulation de l'eau des collecteurs solaires. La pompe peut soit fonctionner au fil du soleil, en espérant que son débit est adapté aux performances thermiques des collecteurs, ou être enclenchée par un régulateur mesurant la différence de température collecteur/accumulateur. Les pompes pour cet usage sont en général centrifuges : des modèles entre 8 et 40 W permettent de résoudre les cas habituels pour des besoins familiaux. Le même type de circulateur peut être utilisé par exemple pour un chauffage central à bois dans un chalet.

■ Potabilisateurs d'eau

Ce type d'appareil est absolument nécessaire dans les pays chauds si l'on veut boire l'eau sans la cuire au préalable. Il existe des techniques qui permettent de traiter l'eau d'un puits sans additif chimique de manière parfaitement potable pour le consommateur. Une étude récente a montré que l'énergie d'origine solaire nécessaire au traitement de l'eau était 20 000 fois moins élevée que pour la faire bouillir.
La technique d'un tel système est de faire passer l'eau à travers un filtre à particules, un ou deux filtres à charbon et une lampe UV pour tuer les bactéries. Des techniques récentes de dépôt d'argent sur le filtre à charbon permettent encore d'améliorer l'efficacité, de l'ozone étant généré, ce qui permet de conserver plus longtemps l'eau traitée.

Copyright © 2009 Dunod.

5.2.5 Hi-fi, TV, ordinateurs et périphériques

■ Hi-fi et TV

Il existe un très grand choix d'appareils radio et hi-fi pour les automobiles fonctionnant en 12 VDC qui sont parfaitement adaptables aux systèmes solaires. Pour une chaîne hi-fi classique en 230 VAC sur un système avec onduleur, un modèle sinus est recommandé pour éviter les ronflements dus aux harmoniques qui seraient difficiles à filtrer par l'alimentation.

Les téléviseurs modernes à écrans LCD pas trop grands sont peu gourmands en énergie. Dans le domaine des appareils 12 ou 24 VDC, le choix est par contre restreint.

On peut aussi utiliser un convertisseur DC/DC à sortie 300 V qui alimente plus facilement les récepteurs à alimentation à commutation.

■ Ordinateurs

La plupart des ordinateurs portables doivent être rechargés à des tensions de 15 à 20 V, ce qui demande un convertisseur DC/DC adapté. L'autre possibilité est d'utiliser l'alimentation secteur de l'ordinateur couplé soit à un convertisseur DC/DC produisant 300 V, soit de passer par un onduleur. Pour évaluer la consommation réelle, il est conseillé de mesurer l'appareil en tenant compte des cycles de charge/décharge de l'accumulateur intégré qui est le plus souvent au lithium.

Pour l'imprimante, les modèles les moins gourmands en énergie sont les modèles à jet d'encre (12 à 150 W) ; les modèles à laser consomment de 300 à 1 500 W.

5.2.6 Connectique et câblage des récepteurs

Peu de fournisseurs proposent des connecteurs spéciaux pour le solaire. L'un[1] cependant offre une gamme de prises, fiches et interrupteurs bien adaptés : les contacts sont largement dimensionnés (tiennent plus de 50 A) et indétrompables. Il existe même la possibilité de monter un fusible miniature à l'intérieur de la fiche (Imax 16 A). Parallèlement, il offre aussi des régulateurs utilisant ces prises, ce qui permet une maintenance et un contrôle faciles, les entrées/sorties pouvant être déconnectées sans accès au câblage.

Dans le choix d'accessoires de câblage, les critères de choix les plus importants sont :

– accès facile au contrôle, câblage pas trop serré ;
– grande qualité des matériaux de contacts non corrosifs (laiton, nickel, or…) ;
– isolation suffisante pour le double de la tension nominale continue, matériaux ignifuges.

1. http://www.alternativascmr.com/

© Dunod – La photocopie non autorisée est un délit.
Copyright © 2009 Dunod.

5.3 Applications autonomes dans les pays développés

Les utilisations de l'énergie photovoltaïque et les questions qui se posent dans les pays développés et dans les pays en développement ne sont pas les mêmes. Dans les pays développés, elle est aujourd'hui principalement utilisée pour renforcer le réseau dans une tentative individuelle ou semi-collective de générer ses consommations électriques en utilisant une surface de son habitat ou d'un bâtiment collectif pour la couvrir de panneaux solaires. Par extension, on réalise également de grandes centrales produisant l'équivalent de la consommation de communautés. Les applications de solarisation autonomes, moins développées, concernent des résidences isolées ou des applications professionnelles.

Pour les pays chauds, le contexte est différent dans la mesure où le photovoltaïque lié au réseau est quasiment absent pour des raisons financières, mais par contre le photovoltaïque autonome est essentiel pour alimenter des communautés éloignées qui ne seront probablement jamais reliées à un réseau électrique. Une autre caractéristique qui différentie les pays moins favorisés est la température ambiante plus élevée qui demande des précautions particulières et qui limite sérieusement la durée de vie des batteries au plomb.

5.3.1 Habitat photovoltaïque autonome

Certains lieux sont difficiles d'accès et donc onéreux à raccorder au réseau électrique : en montagne ou dans des îles notamment. Mais sans aller chercher si loin, il arrive que dans des régions rurales un peu reculées de nos pays tempérés, le solaire se justifie, tout simplement parce que, du fait de la distance, le raccordement au réseau est plus onéreux que l'installation solaire.

Plus le terrain est accidenté, éloigné du réseau, plus le photovoltaïque se justifie. De même, les besoins en énergie doivent entrer en ligne de compte : plus ils sont élevés, plus il est intéressant de tirer une ligne. Les deux solutions doivent être chiffrées et comparées. Il est évident par exemple que l'installation solaire ne sera pas la même pour une maison habitée toute l'année, et un chalet occupé uniquement l'été et quelques week-ends par an. La maison de week-end en Suisse que nous décrivons en détail au § 5.6.2 le montre bien.

■ Composition du système photovoltaïque

Les installations de ce type sont d'une puissance installée de 200 Wc pour les plus modestes à 3 kWc pour les plus conséquentes, c'est-à-dire avec 2 à 30 m^2 de modules photovoltaïques au silicium cristallin. Ces panneaux sont installés idéalement vers le sud, et inclinés à 60° (inclinaison idéale pour la France et la Suisse par exemple). Lorsque l'habitation est isolée, il y a souvent de la place autour, donc des châssis seront placés au sol ou sur une terrasse, pas trop loin du reste de l'installation pour éviter les pertes en ligne. Sinon, selon l'implantation des bâtiments, les panneaux pourront aussi être implantés en toiture ou en façade. On se reportera au § 5.5.7 pour ces détails d'installation.

Copyright © 2009 Dunod.



Figure 5.23 – Habitat rural isolé alimenté par un système photovoltaïque (Photo Apex BP Solar).

Les batteries retenues sont généralement de type plomb stationnaire à électrolyte liquide, mais avec une grande réserve, et des bouchons à recyclage. Ce sont les moins chères et les plus durables si on suit les quelques consignes d'entretien (§ 5.1.1). En effet, un peu de maintenance est possible puisque le lieu est habité. Mais les batteries étanches sans entretien sont évidemment plus pratiques, quoique plus onéreuses. Et puisqu'elles ne subissent pas de stratification, elles peuvent durer largement aussi longtemps avec un bon système de régulation. La capacité installée varie typiquement de 100 à 2 000 Ah pour les applications domestiques usuelles.

La régulation de charge est classique, avec charge d'égalisation pour bien terminer la charge de la batterie (§ 5.1.2). Éventuellement, une double sortie « utilisation » est intéressante : l'une en prise directe sur la batterie pour les appareils vitaux comme le frigidaire, et l'autre soumise au délestage pour les usages moins cruciaux. Ainsi l'utilisateur peut gérer ses priorités en privilégiant certains appareils en cas de mauvais temps et/ou de consommation plus élevée qu'à l'ordinaire (§ 5.1.2, « Contrôle de la décharge »). Un réarmement manuel des utilisations sur le régulateur peut s'avérer également plus judicieux qu'un redémarrage automatique en fin de délestage, surtout en cas d'occupation intermittente des locaux. À quoi bon rallumer un éclairage oublié en l'absence des utilisateurs ?

Copyright © 2009 Dunod.
© Dunod – La photocopie non autorisée est un délit.

■ Et les récepteurs ? en tension continue ou alternative ?

Un générateur photovoltaïque est toujours en tension continue multiple des tensions de batterie, rappelons-le (12, 24 ou 48 VDC), et les appareils ménagers usuels sont en alternatifs (230 V, 50 Hz en ce qui concerne l'Europe), puisqu'adaptés à l'utilisation sur secteur. Faut-il pour autant systématiquement convertir l'intégralité de la puissance produite par le solaire en alternatif ?

On peut le faire si par exemple l'ensemble de l'installation électrique intérieure est déjà en place, et entièrement câblée en alternatif, et si les appareils ont été choisis très économes en énergie, cela peut éviter des travaux, mais c'est rare (il faudrait qu'à la dernière minute, l'usager ne puisse pas bénéficier d'un raccordement sur lequel il comptait). Lorsqu'on est alimenté sur secteur, on est moins regardant sur la consommation des appareils, car l'énergie est moins chère. Et le premier paramètre à surveiller dans la conception d'une installation domestique photovoltaïque, c'est l'économie d'énergie. Le choix de leur tension dépend bien entendu du type de récepteurs que l'on souhaite alimenter (éclairages, appareils ménagers, hi-fi…). Les appareils en continu, quand ils existent, sont presque toujours préférables puisque cela évite la perte d'énergie due au rendement du convertisseur, et qu'ils sont généralement conçus de faible consommation. C'est vrai pour les éclairages, la télévision et certains appareils de réfrigération (§ 5.2.3). Mais certains matériels tels que les ordinateurs n'existent pas en continu 12 ou 24 V, il faudra impérativement les alimenter à travers un convertisseur DC/AC ou un DC/DC adapté à leur tension de fonctionnement puisque leur alimentation est à commutation.

Donc on a : soit un câblage tout en continu pour des installations modestes de moins de 200 Wc schématiquement, avec juste des éclairages, une télévision et éventuellement un petit frigidaire par exemple ; soit un câblage mixte, pour des habitations plus confortables, composé de deux sous-ensembles : l'un en prise direct sur le régulateur pour la partie en continu, et l'autre équipé d'un convertisseur DC/AC en entrée. La capacité de ce convertisseur doit tenir compte de la puissance totale des appareils en courant alternatif susceptibles de fonctionner en même temps dans la maison. Il doit pouvoir supporter cette puissance en régime permanent, ainsi que la puissance d'appel au démarrage, qui peut être nettement plus élevée.

■ Comportement de l'utilisateur et source d'appoint

En tout état de cause, les utilisateurs de ce type d'installation entièrement autonome doivent adapter leur comportement, par rapport à une alimentation classique sur secteur. Car ces installations solaires autonomes sont conçues pour une consommation journalière maximale (en kWh) qui ne doit pas être dépassée. Il faut éteindre les appareils inutiles et ne pas utiliser les appareils plus longtemps que prévu. En particulier en hiver, quand l'apport solaire est au plus bas, et les nuits les plus longues, le besoin en éclairage est plus élevé. Il faut alors redoubler de vigilance et surveiller sa consommation afin de ne pas se trouver en situation de pénurie. La contrainte sera bien moindre en été, car l'énergie est nettement plus abondante.

Copyright © 2009 Dunod.

Une autre manière de réduire les risques de pénurie est de disposer d'un petit groupe électrogène d'appoint permettant de recharger les batteries à la demande (§ 1.2.1, « Systèmes autonomes hybrides »). Sa capacité en VA sera calculée par rapport à un temps souhaité de rechargeable hebdomadaire, pour par exemple procéder à la recharge de la moitié de la capacité batterie.

EXEMPLE

Batterie 300 Ah 24 V. Pour fournir la moitié de sa capacité en trois heures, il faut un courant de 150 Ah/3 heures = 50 A, soit un chargeur 50 A × 24 V × 1,25 = 1 500 VA, en comptant un rendement de 80 % du chargeur.

Un point important à considérer est la qualité de la tension fournie par le groupe électrogène : la plupart des petits appareils fournissant quelques kW produisent une onde trop carrée pour être utilisable avec un chargeur conventionnel (transformateur 50 Hz et redresseur), il faut dans ce cas utiliser un chargeur électronique à alimentation à commutation qui accepte une plus grande plage de tension à l'entrée pour arriver à charger complètement une batterie.

5.3.2 Applications professionnelles autonomes

Bien avant l'essor des systèmes photovoltaïques raccordés au réseau, les professionnels avaient compris l'intérêt du solaire pour fournir une énergie autonome. Nous allons le montrer ici en présentant les secteurs d'activité dans lesquels le photovoltaïque s'est implanté et les raisons de ce succès.

L'équation est assez simple : système photovoltaïque + appareil isolé = tranquillité totale pour l'exploitant. Car pour ce dernier, qu'il soit une collectivité locale, une société de maintenance, un exploitant autoroutier ou autre, l'électricité photovoltaïque permet de disposer quasiment n'importe où d'une source fiable sans maintenance. Certes cette demande énergétique doit rester raisonnable en volume de kWh fournis, mais quand on sait les coûts que peuvent engendrer, par exemple, l'entretien d'un parc de matériels étendu comme des horodateurs ou bien d'un relais télécoms situé sur un piton rocheux, on comprend que toute solution qui permet d'espacer les visites, voire de les supprimer, au moins pour quelques années, est attractive.

Dès que la quantité d'énergie demandée est inférieure au seuil de rentabilité du raccordement sur secteur (cela dépend de la distance à parcourir), on cherche donc une source autonome : piles jetables, batteries rechargeables amenées sur site ou source renouvelable : solaire, hydraulique, éolienne. Pour effectuer une comparaison valable, l'exploitant doit intégrer l'ensemble des coûts induits par telle ou telle solution. Dans le cas d'une alimentation sur piles : la gestion d'un stock de piles, les interventions sur site pour leur remplacement, les frais de recyclages… S'il choisit une solution photovoltaïque, il aura avant tout des frais d'investissement et très peu de frais de fonctionnement. L'étude de cas « Télémesure en Normandie » au § 5.6.1 décrit ce type d'analyse comparative.

■ Applications télécoms

C'est dans le domaine des relais de télécommunications que le photovoltaïque a fait ses premiers pas sur terre au début des années 1970 (à la suite des applications

Copyright © 2009 Dunod.
© Dunod – La photocopie non autorisée est un délit.

sur satellites), et son intérêt dans ce secteur ne s'est pas démenti jusqu'à maintenant. Ces stations, ou relais hertziens, transmettent des informations tels que les signaux téléphoniques, radiophoniques et télévisuels. Le besoin s'est encore accru avec le développement de la téléphonie portable et donc des émetteurs GSM.

Pour maximiser la portée de ces signaux et l'étendue de la couverture, ces relais sont souvent installés en hauteur, sur des crêtes ou au sommet d'une montagne. Si bien qu'ils sont souvent hors des zones peuplées, dans des lieux difficiles d'accès ou tout simplement non desservis par le réseau électrique. Or ils ont besoin d'une source d'électricité fiable car leur fonctionnement doit être permanent et garanti. Au début, des engins à combustibles (groupes électrogènes) ou des piles non rechargeables étaient employés, avec les frais d'exploitation que l'on imagine à cause des visites répétées, parfois obligatoirement en hélicoptère !

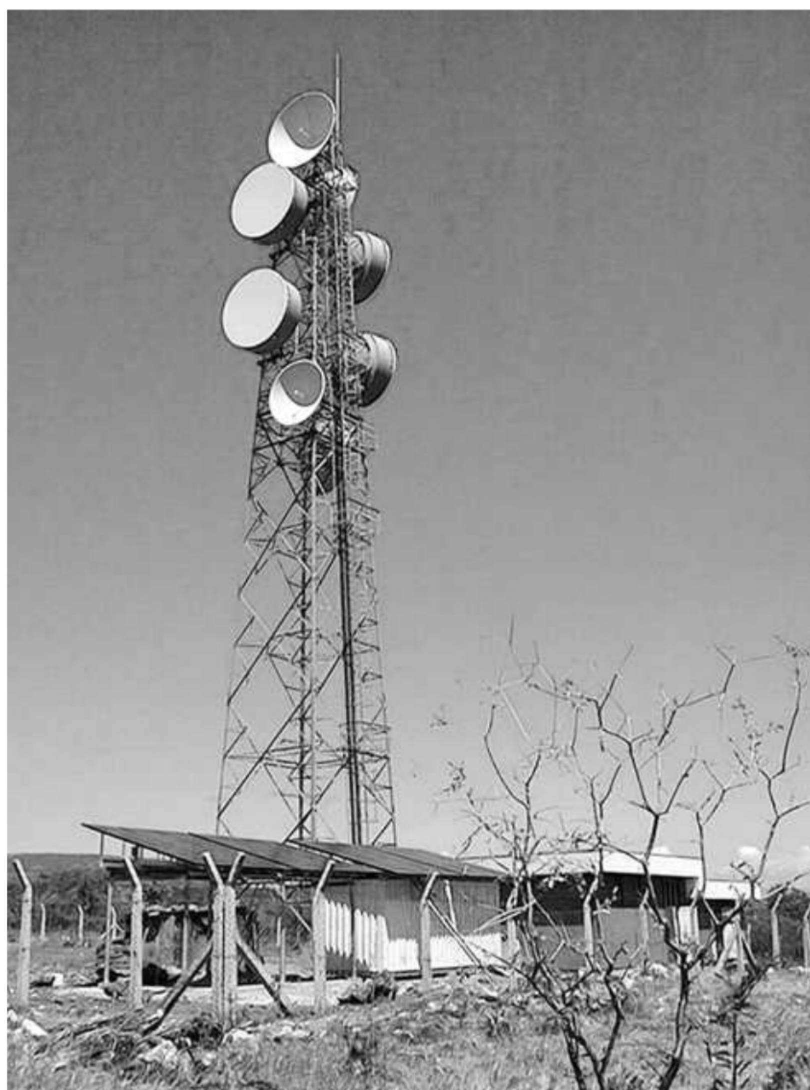


Figure 5.24 – Relais de télécommunication alimenté par un système photovoltaïque (Total Énergie).

Par comparaison, un système photovoltaïque offre une grande fiabilité et quasiment aucun entretien. C'est la durée de vie de la batterie en fonction des conditions météorologiques qui va nécessiter des visites de maintenance, tous les deux à cinq ans,

Copyright © 2009 Dunod.

voire plus. L'optimisation de ce paramètre se fera en comparant les coûts de remplacement et des visites de maintenance au surcoût d'une batterie plus durable.
Ces installations sont souvent d'une puissance installée assez élevée, de 1 à 4 kWc (10 à 40 m^2 de modules photovoltaïques) car les besoins journaliers sont fréquemment de plusieurs kWh/jour.
Dans les régions très froides (grand Nord canadien, région de haute montagne…) la tenue au froid des batteries sera un enjeu majeur, et elles doivent être installées avec des isolants thermiques, puisque leur capacité baisse en hiver, lors des périodes de faible ensoleillement. Parfois l'adjonction d'un groupe électrogène d'appoint est une nécessité. Les systèmes sont alors de type hybride (§ 1.2.1).
Outre ces relais de puissance, le photovoltaïque est aussi présent sur des applications télécoms plus modestes mais néanmoins indispensables comme les bornes d'appel d'urgence au bord des routes et autoroutes, et plus généralement dans des applications liées aux transports.

■ Transports

À part sur quelques voitures de course prototypes ultralégères, engagées dans des compétitions de prestige, le photovoltaïque n'est pas encore utilisé pour la propulsion proprement dite des véhicules, qui requiert trop d'énergie. Tout au plus peut-on envisager une motorisation légère de type vélo électrique ou la prolongation d'autonomie des fauteuils pour handicapés. Des bateaux à propulsion électrique commencent également à utiliser le solaire pour prolonger leur autonomie de déplacement.
Mais ce secteur d'activité comporte de nombreux dispositifs fixes, mais isolés, nécessitant une alimentation électrique : signalisation routière et ferroviaire, balisage aérien et maritime (bouées), téléphonie de secours, surveillance météo… On ne compte plus aujourd'hui les panneaux solaires sur le bord des routes et des autoroutes : panneaux indicateurs clignotants, petites stations météorologiques, téléphones de secours… mais ce que l'on connaît moins, ce sont les applications maritimes et aériennes. Les compagnies responsables du balisage maritime utilisent des panneaux solaires depuis plus de 25 ans, en particulier sur des bouées, avec plus ou moins de difficultés. En fait, cette application a servi un peu de « laboratoire » pour l'élaboration des solutions adaptées à l'usage maritime. Par ailleurs, de nombreux feux rouges d'alerte en balisage aérien sont alimentés, à 20 ou 40 m au-dessus de nos têtes, par des modules photovoltaïques pour garantir un fonctionnement en toutes circonstances.
Nous voudrions insister aussi sur le fait que le photovoltaïque ne se contente pas de se substituer à des solutions existantes, il participe activement à l'innovation. Une nouvelle application en plein développement illustre bien ce phénomène : il s'agit de la localisation de flotte de véhicules. Cela intéresse beaucoup les exploitants, notamment de flottes de « voitures » dans le secteur ferroviaire ou de remorques de camions. Les wagons de marchandises ne disposent d'aucune source d'énergie, contrairement aux wagons de transport de voyageurs. Or il arrive qu'ils soient égarés dans des voies de garage ou oubliés dans une gare de triage lorsque l'information n'a pas suivi. Monter sur chaque wagon un coffret autonome avec un repérage satellite (GPS) et une transmission GSM permet de programmer des consultations régulières pour les localiser. Cela informe aussi l'exploitant sur la bonne marche de

© Dunod – La photocopie non autorisée est un délit.
Copyright © 2009 Dunod.

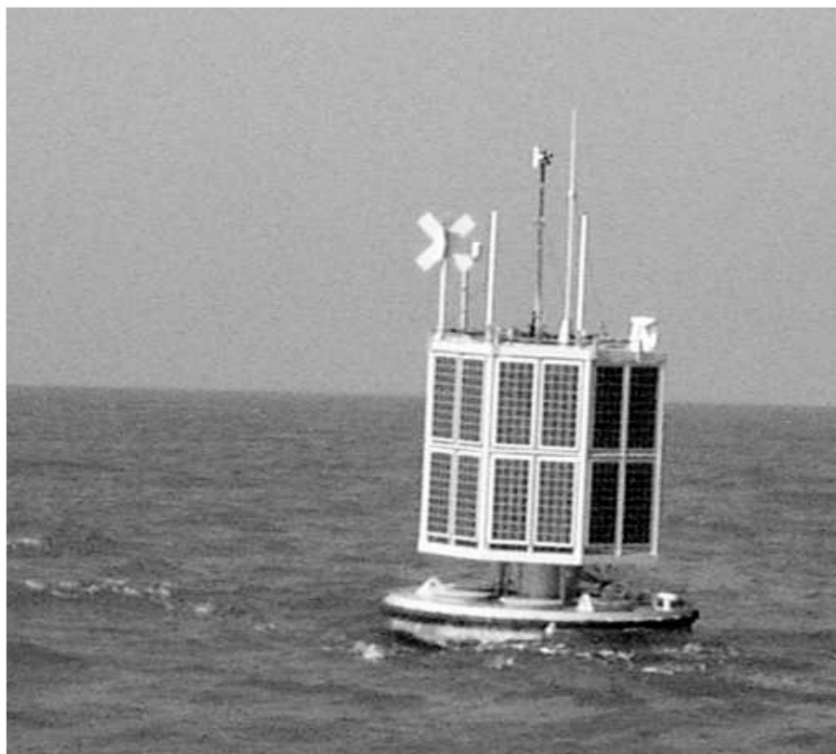


Figure 5.25 – Bouée de signalisation maritime (Apex BP Solar).

son transport lorsque le wagon fait partie d'un convoi. Il améliore ainsi directement sa logistique et donc le service rendu aux clients. Ces modules de repérage sont avantageusement rendus autonomes par de petits systèmes photovoltaïques de moins de 10 Wc, ainsi le bloc est disponible clé en main ce qui simplifie considérablement son implantation et supprime quasiment la maintenance.

C'est d'ailleurs cette économie de maintenance qui justifie presque toujours l'emploi du solaire photovoltaïque dans ce secteur des transports, qui se caractérise par des parcs d'équipements très étendus. Il arrive aussi que l'autonomie du système soit une obligation : les réseaux d'appel d'urgence (RAU) sur les routes et les autoroutes doivent pouvoir être utilisés à tout moment même en cas de coupure accidentelle du secteur (par exemple lors de la chute d'un arbre sur la ligne provoquant un accident). C'est parfois une question de vie ou de mort. Les exploitants font donc appel soit à des piles classiques, soit de plus en plus au solaire et sont très exigeants sur la fiabilité.

■ Mesures et télésurveillance : réseaux, sécurité, météorologie…

Il en va de même dans le domaine des réseaux d'énergie (gaz, électricité…) où l'enjeu est souvent la sécurité des personnes et des biens. L'énergie électrique n'est pas toujours disponible (ou bien elle n'est pas sous la forme souhaitée) et le photovoltaïque est bien implanté. Cela concerne notamment les mesures de contrôle et de télétransmission sur des canalisations de gaz haute pression, le contrôle de défauts des lignes électriques en moyenne et haute tension.

Les puissances mises en jeu sont modestes, moins de 100 Wc, parfois beaucoup moins (1-5Wc).

Copyright © 2009 Dunod.



Figure 5.26 – Alimentation d'une signalisation routière (Total Énergie).

Dans ce domaine de la sécurité on peut citer aussi les applications de paratonnerres à effet ionisant, les alarmes, la vidéosurveillance de sites sensibles, les vigies incendie…

Quant à la météorologie, c'est un secteur qui se développe également : de plus en plus de collectivités locales, de sites industriels ou autres s'équipent de stations pour mesurer les paramètres climatiques. Mais cela va plus loin, et rejoint les problèmes de transport, puisqu'il faut également détecter le verglas, le brouillard… Dans le domaine de l'environnement, on s'intéresse aussi de plus en plus à la qualité de l'air et de l'eau. Les centrales de mesure et des capteurs en tout genre sont en pleine évolution, et nombreux sont les professionnels qui proposent des solutions clés en main sur mesure selon les paramètres à mesurer. Quand le réseau électrique n'est pas présent, et que la centrale ne requiert pas une énergie trop importante, le photovoltaïque est une solution parfaitement adaptée (il arrive en effet qu'il y ait dans ces équipements des systèmes de réchauffage en hiver pour le maintien hors gel des capteurs, ce qui rend leur consommation prohibitive pour le solaire). Les puissances mises en jeu sont très variables, mais plutôt modestes, de 1 Wc à 100 Wc typiquement, puisque le tout doit tenir sur un coffret ou un mât.

■ Protection cathodique

Le photovoltaïque est aussi employé sur des ouvrages de travaux publics comportant d'importantes structures métalliques immergées ou enterrées (ponts, canalisations…).

© Dunod – La photocopie non autorisée est un délit.
Copyright © 2009 Dunod.

Afin de prévenir leur dégradation par la corrosion, il faut porter ces masses métalliques à un potentiel plus négatif en injectant un courant électrique à partir d'une anode enterrée également à proximité, appelée « déversoir ». Les parties conductrices à protéger constituent donc la cathode de cette sorte de pile (d'où le nom de protection cathodique) dont l'électrolyte est le sol humide lui-même.

Ces systèmes photovoltaïques protégeant des structures souvent de taille imposante, ils sont assez conséquents (plusieurs dizaines de kWc).

Notons que cette application n'est pas limitée aux régions les plus industrialisées du globe. On en installe beaucoup dans les zones désertiques, pour protéger par exemple les pipe-lines dans les régions productrices de pétrole.

■ Gestion de l'eau

Encore un secteur professionnel où le solaire rend bien des services. La gestion de l'eau requiert, elle aussi, des mesures et de la télétransmission : débits dans les conduites d'adduction d'eau, niveaux dans les châteaux d'eau, surveillance des rivières pour la prévention des crues…

Mais dans ce secteur, c'est surtout le pompage (en surface ou en profondeur) qui profite le plus du photovoltaïque ainsi que le traitement des eaux. Bien que le pompage photovoltaïque soit répandu surtout dans les pays en voie de développement (§ 5.4.4), il est utilisé aussi sous nos latitudes, par exemple pour maintenir une activité d'élevage dans les zones arides lorsque l'eau n'est disponible qu'en sous-sol. Les générateurs solaires atteignent dans ce cas des capacités de 2 à 5 kWc, sans batteries, mais avec un onduleur ou un démarreur électronique (« booster ») qui alimente directement le moteur de la pompe (exemple d'une installation avec 4 kWc de modules photovoltaïques, avec un onduleur 4 kVA et une pompe triphasée 1 600 W, coût 52 k€).

Quant aux systèmes de potabilisation de l'eau par chloration ou stérilisation aux ultraviolets, ils recourent souvent au photovoltaïque lorsque le débit traité est relativement faible (en milieu rural). Dans ce cas-là, des installations de 100 à 500 Wc sont suffisantes. Mais lorsqu'il s'agit de mini-stations d'épuration avec des lits bactériens, des disques biologiques et des boues activées, on arrive facilement à des installations de 5 à 10 kWc. Il convient alors de comparer l'investissement (de l'ordre de 100 k€) à un raccordement au secteur.

■ Agriculture

On vient de voir le rôle que peut avoir le pompage photovoltaïque dans le milieu agricole. Les mesures météo sont également concernées, en particulier dans le milieu horticole et maraîcher qui utilise des serres. Pour cultiver efficacement sous serre, les agriculteurs utilisent de plus en plus des automatismes pour la gestion de l'hygrométrie, de la température… à l'aide d'une petite centrale de mesure.

Citons également l'une des plus anciennes applications du solaire, la clôture électrique : lorsqu'une batterie isolée en plein champ est maintenue en charge par un panneau solaire, qui ne dépasse généralement pas 10 Wc, cela évite bien des recharges. Ces dispositifs ne sont pas très critiques et généralement remisés en hiver lorsque les bêtes ne vont plus au pâturage.

Copyright © 2009 Dunod.

Existent également des électrovannes d'arrosage programmables, alimentées par des photopiles de petite taille, des systèmes d'abreuvage automatiques en plein champ, des effaroucheurs d'oiseaux, des vibreurs infrasoniques plantés dans la terre pour éloigner les mulots et taupes.

■ Équipements en milieu urbain

Même en milieu urbain, il n'est pas rare de trouver des endroits où le raccord au réseau n'est pas commode. En général, l'électricité n'est disponible sur la voie publique que la nuit : c'est le réseau de l'éclairage urbain. Mais les raccords ne sont pas toujours simples, pour des questions administratives ou techniques. Par exemple, si la ville n'est pas l'exploitant du matériel à électrifier et qu'elle n'est pas censée régler la facture énergétique. Cela concerne aussi les travaux à effectuer : il peut s'avérer plus économique de monter un système totalement autonome (un horodateur par exemple) que d'ouvrir le trottoir sur 30 m pour le câbler.
D'autre part, il existe de nombreux points où aucune énergie n'est disponible : un abribus à la périphérie d'une commune rurale, un chemin piétonnier, un parking isolé…
L'éclairage ou le balisage (avec des puissances lumineuses inférieures) sont des éléments de sécurité et de confort qu'une commune peut être amenée à mettre en œuvre dans ces situations et le photovoltaïque peut être compétitif dans ce cas. Cela concerne les lampadaires, mais aussi les éclairages de monuments, de panneaux d'affichage… Ces luminaires sont automatisés pour ne fonctionner que la nuit, grâce à des détecteurs crépusculaires (cf. ci-dessous), des horloges, ou un couplage des deux. Malgré cela, ils consomment une énergie élevée du fait de leur fonctionnement pendant de longues heures, et nécessitent souvent 100 Wc ou plus de puissance photovoltaïque par point lumineux, même en cas d'optimisation de la chaîne d'énergie : luminaire faible consommation et conversion d'énergie à haut rendement. Dans le cas des abribus ou des chemins peu fréquentés, en ajoutant un détecteur de présence (cf. ci-dessous) on réduit de beaucoup cette consommation (d'un facteur 10 par exemple si l'allumage est d'une heure/jour au lieu de 10). L'inconvénient de ces systèmes, c'est qu'il est assez difficile de prévoir la consommation exacte et qu'il subsiste un risque de dépassement des prévisions.

DÉTECTEURS CRÉPUSCULAIRES, DÉTECTEURS DE PRÉSENCE

Ce sont des éléments essentiels, très utiles pour réduire une consommation au strict nécessaire. Pourquoi éclairer un abribus s'il n'y a personne ? Ou s'il fait grand jour ? Ce qu'on appelle un détecteur de présence est en fait un *détecteur de mouvement*, employant une cellule infrarouge sensible aux fluctuations thermiques engendrées par le passage d'une personne (ondes de longueurs d'onde de quelques μm). Quant au *détecteur crépusculaire*, il utilise généralement une cellule indépendante ayant la sensibilité de l'œil (au silicium amorphe ou au sélénium). Mais dans les éclairages solaires, cette fonction peut être intégrée dans les régulateurs d'éclairage et c'est alors le panneau solaire lui-même qui fait office de détecteur : mesurer sa tension de circuit ouvert permet de déterminer, de façon approchée, le rayonnement solaire ambiant. Ces détecteurs sont montés en relais et servent d'interrupteur à l'éclairage alimenté (§ 5.1.4).

Dans le domaine des équipements urbains, citons également les horodateurs, plaques de rues, et autres signalisations (cf. la rubrique « Transports » de ce chapitre). Comme on l'a vu, l'autonomie en énergie de ces équipements est un avantage

© Dunod – La photocopie non autorisée est un délit.
Copyright © 2009 Dunod.

certain pour l'exploitant. Il n'en reste pas moins que ces utilisations urbaines du photovoltaïque se heurtent à une difficulté technique, qui est celle de la maîtrise de l'environnement lumineux. Il peut arriver que les horodateurs, par exemple, soient situés dans des rues étroites, sous des arbres ou sur une terrasse sous l'auvent d'un café. Cela oblige généralement à surdimensionner le panneau solaire, voire à le développer spécialement pour l'application (par exemple avec plus de 36 cellules, pour garantir la charge à faible intensité lumineuse).
Il convient également de donner des consignes assez strictes d'installation pour éviter les situations les plus défavorables, voire d'analyser les sites d'installation au cas par cas.

5.3.3 L'électronique portable et les loisirs

Une alimentation solaire est une source d'énergie autonome : l'énergie est produite et consommée au même endroit. Quand cette alimentation est de petite taille, même de très petite taille, elle a sa place sur des objets portables au même titre qu'une pile.
Mais à la différence d'une pile, la photopile a besoin de lumière, elle fournit une énergie de faible intensité, mais quasiment sans limites dans le temps. Son utilisation va donc dans ce sens et les objets portables pouvant être alimentés par une photopile sont :

– les calculatrices,
– les montres et horloges,
– les petits appareils de mesure (médical, sport, météo…),
– des afficheurs LCD, étiquettes électroniques,
– certains jouets ou gadgets (modélisme, badges clignotants…).

Ces applications s'appuient notamment sur le développement de l'électronique de très faible consommation. Car on parle ici de « microsystèmes » avec des puissances de l'ordre du µW. C'est le domaine de prédilection des photopiles au silicium amorphe, car elles peuvent s'adapter en dimensions et en tension à ces divers circuits électroniques, et sont les seules à fonctionner sous éclairage artificiel. Le stockage est assuré soit par des supercapacités, soit par des accumulateurs NiMH. Parfois l'alimentation est directe, sans stockage ou juste avec une capacité tampon pour le démarrage des circuits. C'est le cas notamment de la calculette : puisque la présence de lumière est nécessaire pour la lecture de l'écran, la photopile est toujours alimentée au moment de l'utilisation.

En imaginant des applications grand public dans les pays développés, on trouve toujours de nombreux usages intéressants pour le solaire et on se demande par exemple pourquoi il n'y a pas plus de panneaux solaires sur des téléphones portables, organizers et ordinateurs portables. L'explication est simple. Ces produits sont généralement employés en intérieur, sous des ambiances lumineuses plutôt peu intenses et ils consomment une énergie plus élevée que les cartes électroniques simples décrites plus haut (de l'ordre de quelques watts, et parfois pendant plusieurs heures par jour). L'apport énergétique d'un panneau solaire dans ces conditions ne serait pas significatif par rapport à l'énergie consommée. Pourtant, comme le courant de veille des téléphones portables baisse régulièrement, de nombreux modèles pourraient voir leur autonomie largement prolongée par une cellule solaire intégrée. Si les

Copyright © 2009 Dunod.

constructeurs de ces téléphones ne le font pas, c'est sans doute parce que le rapport qualité-prix n'est pas encore meilleur que celui des accus rechargeables type Lithium-ion, qui ont fait d'énormes progrès, justement pour ce marché. Il faudrait aussi que la photopile s'adapte mieux au produit, par exemple en devenant plus fine et plus souple. De nombreux développements vont dans ce sens dans les filières des films minces, les seuls à pouvoir être courbés vraiment, notamment pour le marché de l'horlogerie. Il est donc évident que le solaire a encore de nombreux débouchés dans l'électronique portable.

En extérieur maintenant, où l'énergie « lumière » est beaucoup plus abondante que sous éclairage artificiel, on trouve de nombreux modules photovoltaïques sous nos latitudes dans le secteur des loisirs : le nautisme, le caravaning, la randonnée, le jardin...
Ce n'est pas un secteur très important en terme de marché, mais où l'électricité photovoltaïque rend des services uniques. Et c'est un élément à retenir : l'énergie solaire apporte souvent un service là où aucune autre forme d'énergie n'est adaptée.
Citons l'exemple, un peu extrême certes, mais bien réel, d'une expédition dans le grand Nord. Les explorateurs avaient emporté un émetteur radio pour rester en contact avec leur base, et diverses sources d'énergie pour l'alimenter. Il s'est avéré qu'au bout d'un mois, avec les contraintes de poids, de froid et de sécurité, seul le système photovoltaïque, constitué d'un petit module rechargeant une batterie étanche résistant aux grands froids, leur permettaient encore de communiquer.

Plus couramment, dans le secteur des loisirs, on trouve des modules photovoltaïques sur :

- des bateaux de plaisance ou de compétition,
- des caravanes, des camping-cars, des mobil-homes
- des lampes et des fontaines de jardin
- des motorisations de portails, de couverture de piscine...



Figure 5.27 – Couverture de piscine motorisée alimentée par un système photovoltaïque (photo DEL).

© Dunod – La photocopie non autorisée est un délit.
Copyright © 2009 Dunod.

En ce qui concerne les lampes de jardin, les bornes éclairantes et balisages en tout genre, on se méfiera des produits trop « gadgets » qui ne fonctionnent pas correctement ou présentent une durée de vie très limitée. Car contrairement à ce que l'on pense, un éclairage solaire ne fonctionne pas selon le principe d'une recharge pendant la journée, suivie d'une décharge la nuit. D'abord parce que la météo n'est pas toujours favorable, et d'autre part parce que si l'on décharge la batterie tous les jours, elle va subir beaucoup trop de cycles et ne va pas durer bien longtemps. Une lampe solaire bien conçue et durable, telle que celles que l'on nomme « lanternes africaines », ne peut pas être très bon marché (§ 5.4.2).

Pour ce qui est du nautisme et du caravaning, c'est un marché prospère dans nos pays, car les modules photovoltaïques sont bien adaptés au besoin.
Les appareils électriques sont déjà en continu puisqu'ils sont alimentés sur batterie la plupart du temps. Il s'agit généralement de quelques points lumineux, d'un peu de hi-fi, d'électronique de navigation, GPS (positionnement par satellite), émetteur radio. On recommande d'utiliser une autre forme d'énergie pour la réfrigération, un peu trop gourmande en électricité (le gaz par exemple). Les utilisateurs ne demandent pas une autonomie totale, puisque les recharges sont possibles dans les ports et les campings, mais l'apport énergétique des panneaux permet d'espacer ces recharges, d'apporter plus de confort et de sécurité.
Les modules photovoltaïques employés sont généralement de 50 à 100 Wc, parfois plus pour les navigateurs au long cours, qui vont exploiter la moindre surface disponible de leurs bateaux de panneaux solaires pour augmenter la puissance installée. Pour que ces modules soient adaptés au nautisme, ils doivent supporter l'ambiance saline et éventuellement s'adapter à la surface légèrement bombée d'un pont avant ou d'un flotteur de multicoque. Certains fabricants se sont donc appliqués à concevoir des modules pouvant être un peu courbés, avec des protections renforcées contre l'air salin, surtout au niveau des parties métalliques et des connexions électriques. Le silicium cristallin est le mieux adapté à ce type d'application car le poids est un paramètre important, donc il faut privilégier le rendement. En conséquence, la courbure de ces panneaux ne sera jamais très élevée : si l'on plie une cellule cristalline, elle se casse !
Que ce soit sur le toit d'un véhicule ou le pont d'un bateau, le montage des modules doit être sûr et si possible avec une bonne ventilation des cellules pour éviter qu'elles ne travaillent trop haut en température (cela diminue leurs performances, § 3.1.2). On trouve aujourd'hui dans le commerce des kits d'adaptation pour tous les cas de figure : kits de montage, passage de câbles…
La régulation dans un tel système doit aussi être soignée pour permettre aux batteries de durer et éviter les désagréments d'une batterie totalement déchargée.

5.4 Applications autonomes dans les pays chauds

5.4.1 Besoins essentiels

Plus de deux milliards d'êtres humains ne sont pas reliés à un réseau électrique et ont peu de chance de l'être un jour ; aussi les besoins d'énergie décentralisée sont-ils énormes. Pour les pays du Sud, le photovoltaïque est bien adapté parce que les

Copyright © 2009 Dunod.

différences d'irradiation entre l'été et l'hiver ne sont pas aussi marquées qu'en pays tempérés. Pour ces pays chauds, les besoins prioritaires en électricité sont pour :

– la production de lumière permettant d'avoir une activité dans de bonnes conditions en début de soirée ;
– l'accès à l'information par la télévision et la radio ;
– des besoins minimaux de réfrigération pour la conservation de médicaments ;
– la ventilation ;
– le pompage et le traitement de l'eau ;
– le fonctionnement de machines agricoles (moulin, machine à traire…) facilitant les tâches quotidiennes.

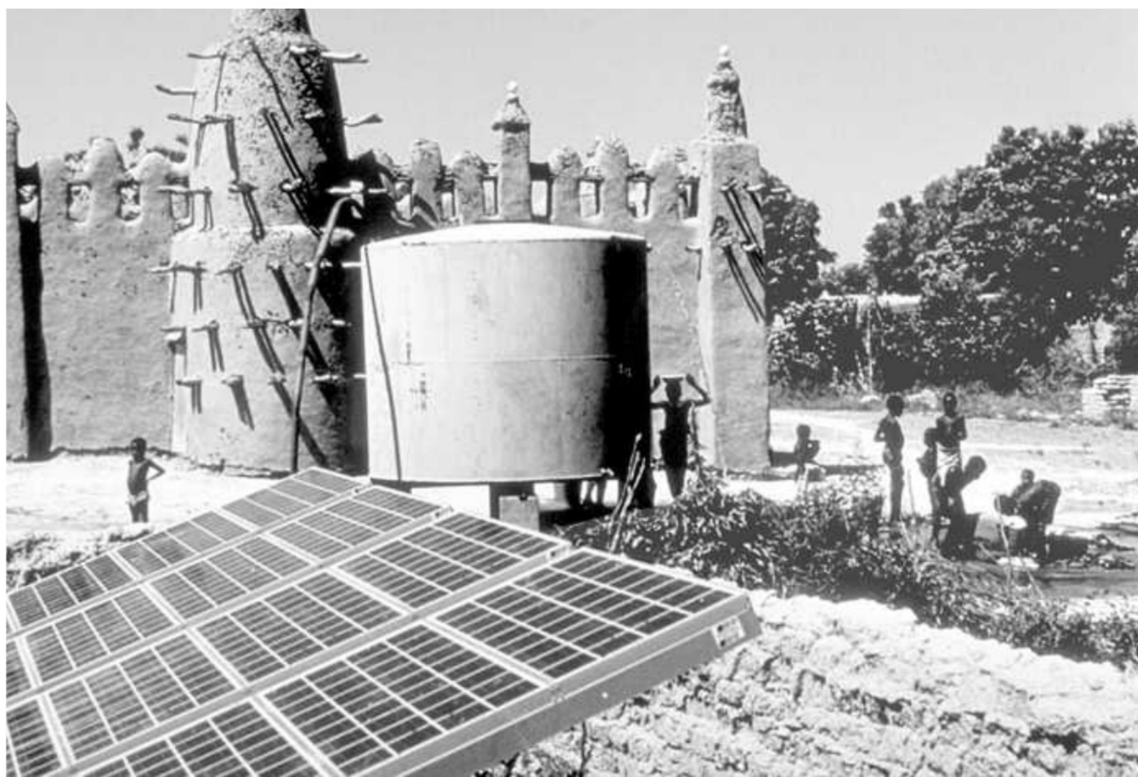


Figure 5.28 – Pompe photovoltaïque en Afrique (Total Énergie).

Il faut se garder des idées toutes faites lorsque l'on veut apporter notre savoir-faire et notre technicité aux pays en développement ; les priorités auxquelles on pense ne sont souvent pas celles des habitants vivant dans des sites isolés : par exemple, la télévision et la ventilation sont souvent perçues comme des besoins prioritaires avant l'éclairage. Il faut aussi savoir qui prendra la décision du choix d'un équipement ou d'un autre : en Afrique de l'Ouest, les femmes choisiront plutôt de l'outillage leur facilitant les tâches domestiques comme un moulin à céréales alors que les hommes prendraient la télévision. De grands programmes d'électrification rurale sont financés par des ONG et la banque mondiale avec des résultats contrastés.

© Dunod – La photocopie non autorisée est un délit.
Copyright © 2009 Dunod.



Figure 5.29 – Conservateur à vaccins dans un dispensaire (Total Énergie).

■ Importance de la formation et du financement

Si l'utilisateur n'a pas ou très peu financé le système, celui-ci en général périclitera et peu de temps après que le dernier technicien occidental aura quitté la région, le système tombera en panne ou sera démantelé, et les pièces détachées seront revendues. Le besoin en formation technique des utilisateurs doit être bien préparé : au Mexique, on avait expliqué aux utilisateurs d'un grand système qu'il fallait surveiller le niveau d'eau des batteries et compléter si nécessaire ; ceux-ci, agriculteurs de métier, avaient bien compris que, comme les plantes, les batteries consommaient de l'eau et les arrosaient copieusement chaque soir !

5.4.2 Petits systèmes individuels et collectifs

■ Solar Home Systems

Beaucoup de programmes d'électrification rurale proposent d'installer de grandes quantités de petits systèmes domestiques individuels appelés SHS (*Solar Home System*) comprenant en général un panneau de 50 W, une batterie de 50 à 70 Ah, un petit régulateur et quelques points lumineux. Ces régulateurs offrent parfois des sorties à tensions de 9 ou 6 V pour alimenter de petits récepteurs. Les défauts principaux de ces systèmes sont que la batterie en pays chaud dure seulement une à deux années, que les régulateurs sont parfois mal dimensionnés et tombent en panne rapidement, et qu'enfin l'utilisateur n'a souvent pas des revenus suffisants pour entretenir et renouveler les composants d'usure de son système.

Copyright © 2009 Dunod.



Figure 5.30 – Système solaire domestique à la Réunion.

Une alternative aux systèmes individuels peut être de développer des petits réseaux fonctionnant en 24 Vdc et offrant une multitude d'avantages par rapport aux SHS ; c'est ce que nous présentons plus en détail au § 5.4.3.

Lanterne solaire

La lanterne solaire représente le SHS le plus élémentaire : le récepteur « lampe » contient tous les éléments du système à l'exception du panneau solaire. Celui-ci doit impérativement être séparé du bloc batterie-régulation pour éviter de transmettre ses pertes thermiques à la batterie. Le régulateur doit être de type série pour accepter d'autres types de chargeurs : par exemple secteur alternatif ou fiche allume-cigare de véhicule. Cette dernière (lorsque le moteur tourne) pourra maintenir une batterie 12 V mais sa tension ne sera pas suffisante pour terminer la charge. La batterie la plus couramment utilisée est un modèle plomb étanche de 12 V/7 Ah. Le régulateur doit avoir un contrôle de décharge qui coupe la lampe en dessous de 12,5-12,8 V. Si des lanternes solaires sont utilisées depuis un système en 12 V, il faudra ajouter des convertisseurs DC/DC fournissant du 15 V pour leur recharge. On trouve également des répartiteurs de charge permettant de connecter plusieurs lanternes sur un seul grand panneau solaire. Ce concept avait été développé dans les années 1980, à l'époque où les petits panneaux étaient tous cristallins (cellules découpées) et coûtaient beaucoup plus cher au watt. Actuellement, on utilise en général un petit panneau de 4 à 12 W en technologie amorphe qui est compétitif dans ces puissances. La figure 5.31 présente une de ces lanternes solaires.

© Dunod – La photocopie non autorisée est un délit.
Copyright © 2009 Dunod.



Figure 5.31 – Lanterne solaire et panneau amorphe de 4 W (Dynatex).

■ Station de charge solaire

Un système souvent utilisé avec plus ou moins de succès est la station de recharge solaire pour batteries au plomb. Celle-ci doit en principe recharger les batteries en l'espace d'une journée, tâche souvent difficile avec la nature aléatoire de l'énergie solaire. Plus de mille systèmes ont été montés par exemple en Thaïlande avec des résultats contrastés. À la base, le matériel est bien conçu : chaque maison contient une lampe avec coupure en basse tension, et les stations de recharge de 4 kW pour 24 batteries ont des régulateurs pour chaque batterie avec indicateur de charge et des câbles et bornes batterie bien dimensionnés. Le système est prévu pour fournir une capacité de 50 Ah sur chaque batterie tous les dix jours avec l'hypothèse que l'usager consomme environ 5 Ah par jour. La batterie choisie 12 V/110 Ah est un modèle utilisé dans les camions, le régulateur de délestage étant réglé pour couper à environ 50 % de capacité restante.

Comme pour tous les systèmes communautaires, la clé du succès dépend de l'organisation et de la maintenance des systèmes ainsi que de l'engagement des usagers à s'impliquer dans le projet. Dans certaines régions où la participation des usagers ou l'organisation n'est pas adéquate, les systèmes se dégradent rapidement suite à des vols de panneaux ou à leur non-entretien, la végétation recouvrant tout ou partie du champ photovoltaïque. Des parties de régulateurs sont volées, ou le matériel mal utilisé. Dans certains systèmes où les régulateurs ont été volés, les villageois relient directement les batteries aux panneaux, ce qui a pour effet, quand leur nombre n'est pas suffisant, de charger violemment les batteries et donc de produire beaucoup de gaz corrodant les connexions. Dans certains cas, de vieilles batteries sont utilisées comme support pour compenser le raccourcissement des câbles. Parfois également les usagers branchent de plus petites batteries qui ne supportent pas une charge journalière. Tous les systèmes qui fonctionnent correctement sans l'assistance d'une organisation adéquate sont dus à l'initiative d'un usager qui a compris

Copyright © 2009 Dunod.

comment remédier aux petites pannes et qui gère le système, les autres villageois lui confiant leur batterie.

5.4.3 Électrification rurale en petits réseaux 24 V

L'intérêt principal d'installer des systèmes utilisés par une communauté est que la base de l'énergie va être utilisée pour des activités artisanales ou agricoles et ainsi devenir indispensable à la vie du village. Lorsqu'un système photovoltaïque devient essentiel à l'activité de tous les jours, on apprend à l'utiliser, à le maintenir en bon état et avec l'expérience à mieux gérer l'énergie à disposition. C'est donc ce type de système qui a le plus de chance de durer et de permettre une amélioration réelle des conditions de vie dans des sites trop éloignés d'un réseau et sans espoir d'être à jamais raccordés.

□ Démarche intellectuelle

Pour garantir le succès du solaire photovoltaïque rural en pays chauds, il faut s'affranchir de ses *a priori* d'utilisateur d'électricité du réseau où, pour faire fonctionner un récepteur, on le connecte simplement à la prise la plus proche. La démarche ici doit partir du besoin exprimé ou deviné local pour essayer d'y répondre avec une approche nouvelle où la recherche de solutions qui mettront en exergue :

– un rendement maximum pour un coût raisonnable et supportable dans la durée ;
– une ergonomie élevée et adaptée au niveau des utilisateurs ;
– une fiabilité exceptionnelle permettant un fonctionnement journalier sans apport extérieur de « technicité ».

En suivant ces recommandations, on proposera souvent des systèmes à sources multiples utilisant plusieurs tensions continues ou alternatives pour alimenter le plus efficacement possible chaque récepteur. Le danger de confusion avec risque de connecter un récepteur sur la mauvaise source est important et la connectique et l'étiquetage doivent être soigneusement réalisés.

Enfin pour assurer la pérennité du système, la formation des utilisateurs doit être accomplie dès le début du projet avec utilisation de main-d'œuvre locale pour que la connaissance du montage du système reste parmi les usagers futurs. Un rapport de la tâche 3 de l'Agence internationale de l'énergie propose une liste de recommandations pour la conception de projets d'électrification photovoltaïque (*Managing the Quality of Stand-Alone Photovoltaic Systems – Recommended Practices*) disponible sur le site de l'IEA – PVPS[1].

■ Avantages de la tension continue 24 V

□ Récepteurs nombreux et puissants

À cette tension, on trouve déjà des accessoires de puissance de l'ordre du kW, ce qui permet de faire fonctionner avec un meilleur rendement des appareillages non disponibles en 12 V. D'autre part, une multitude d'accessoires existe fonctionnant à cette tension, répandue pour les camions et les petits transporteurs électriques.

1. www.iea-pvps.org ou en version française sur le site www.dynatex.ch

© Dunod – La photocopie non autorisée est un délit.
Copyright © 2009 Dunod.

□ Batterie « basse tension »

Une batterie 24 V est formée de 12 éléments 2 V en série, ce qui est une quantité encore raisonnable pour éviter des dérives entre les éléments et la nécessité d'utiliser un régulateur complexe qui contrôle individuellement chaque cellule de 2 V.

□ Compatibilité avec le 230 VAC

En 24 VDC, les interrupteurs et commutateurs usuels développés pour le 230 VAC fonctionnent sans problème, ce qui n'est plus le cas dès 36 V.

□ Petits réseaux

La distribution de courant entre habitations proches est possible pour l'alimentation de petits récepteurs comme des lampes, de la ventilation, la TV et la radio.
Cependant, l'intérêt du 24 V est de pouvoir faire fonctionner des machines qui auront un rendement bien meilleur avec des moteurs à courant continu qu'avec de l'alternatif ou de l'entraînement par moteur à essence ou diesel.

■ Appareils agricoles ou artisanaux en 24 V

Les exemples et réflexions ci-dessous sont tirés en grande partie de l'expérience acquise par Yvan Cyphelly de la société CMR qui travaille depuis de nombreuses années dans la région du Sahel africain. Nous rendons hommage à sa perspicacité dans l'examen des besoins de la société rurale africaine.

□ Moteur à haut rendement

Tout appareil installé au Sahel par exemple doit être pratiquement étanche aux poussières et pouvoir fonctionner à une température ambiante de 45 °C. Ces deux conditions limitent énormément l'emploi de moteurs ou machines traditionnels qui n'y survivraient pas. On doit donc impérativement choisir des moteurs à haut rendement qui peuvent se passer de ventilation et transmettre leur échauffement par bridage à un bâti solide par contact thermique et par l'arbre de transmission s'il est bon conducteur. Pour atteindre les 80 à 90 % de rendement nécessaire, on peut utiliser un moteur à courant continu à aimant permanent et commutation mécanique où la version axiale atteint 85 % et permet par sa forme une excellente transmission de la chaleur. L'autre avantage est un excellent usage du cuivre limitant les pertes ohmiques et limitant le poids à 3,5 kg pour 1,5 kW de puissance. L'avenir est probablement l'utilisation d'un moteur à commutation électronique qui atteint aujourd'hui un rendement de 87 % pour un circuit magnétique ferreux et pourrait s'améliorer avec l'abandon du fer et qui ferait passer la barre du 90 % de rendement.

□ Puissance des machines

Les applications principales du type moulin, décortiqueuse, groupe froid, scies circulaires, tronçonneuses, perceuses à colonne… et autres petites machines peuvent très souvent fonctionner avec des moteurs de 1 à 1,5 kW. Le courant n'atteignant pas 100 A sous 24 V, leur câblage reste aisé. On privilégiera des moteurs à commutations électroniques pour toute machine devant fonctionner à régimes variables, car leurs pertes sont pratiquement proportionnelles à la puissance utilisée. Pour

Copyright © 2009 Dunod.

des besoins à puissance nominale, la commutation mécanique peut convenir car ses pertes sont indépendantes de la vitesse, donc proportionnellement minimales à plein régime.
Pour des besoins de petites puissances (< 800 W), on trouve aujourd'hui une gamme très étendue de moteurs/réducteurs à commande électronique conçus pour les outils portables sur accumulateurs. On peut adapter ce type de moteur pour entraîner des machines à coudre, tourets à meuler, petites perceuses… On trouve des modèles à moteurs 12 V et parfois 24 V, ce qui facilite leur liaison au microréseau local.

□ Moulin à céréales

Un accessoire très utile est le moulin à marteaux qui permet de moudre le mil, le sorgho ou le maïs, ce qui allège considérablement la charge de travail des femmes africaines. Les organisations d'entraide ont essayé de proposer des moulins fonctionnant avec des moteurs diesel peu fiables dans un environnement chaud et poussiéreux. Le grand avantage de la motorisation à courant continu est qu'elle permet d'utiliser un moteur qui tourne à la vitesse nominale du moulin, soit 4 000 à 5 000 tours/min, valeur correcte pour une farine panifiable. Ni les moteurs diesel, ni ceux à courant alternatif (vitesse maximale 2 800 tours/min) ne permettent d'atteindre ce régime sans l'adjonction de transmissions à courroies et poulies, accessoires dangereux et peu fiables dans l'atmosphère de poussières de farine. En plus un moteur diesel pèse souvent plus de 100 kg ce qui le rend difficilement transportable, et la maintenance doit se faire sur place à des coûts prohibitifs pour les sites isolés. Un moteur DC correspondant pèse 19 kg et peut se transporter dans un sac à dos. Les autres avantages de la motorisation DC solaire sont une maintenance et des coûts variables réduits ainsi qu'un fonctionnement simplifié.

Maintenance et coûts variables réduits

Frais de maintenance réduits, pas d'huile, filtre ou combustible à changer ou à approvisionner. Nettoyage du moteur (balais) à effectuer tous les six mois et changement des batteries tous les trois à quatre ans. Bruit beaucoup plus faible, pas de pollution, vibrations et gaz d'échappement.

Fonctionnement simplifié

Le moulin démarre simplement avec un rhéostat à gravitation ou un démarreur électronique, actionnable sans effort mécanique, sans l'aide de manivelles ou courroie. Le moulin peut être enclenché à chaque utilisation individuelle, pas besoin de le maintenir en route sous le contrôle d'un meunier.
La figure 5.32 présente un moulin fabriqué au Sénégal[1]: seules les pièces d'entraînement et de régulation doivent être importées, le reste est fabriqué sur place, ce qui permet d'avoir dans le pays un service parfaitement rodé et équipé en pièces de rechange.
On trouve également avec le même type d'entraînement des machines à décortiquer les gousses de graines.

1. http://www.alternativascmr.com/

© Dunod – La photocopie non autorisée est un délit.
Copyright © 2009 Dunod.



Figure 5.32 – Moulin à céréales fabriqué au Sénégal.

☐ Machine à traire

Les avantages de la motorisation à moteur DC sont exploités pour l'entraînement de pompe de machine à traire. Une société spécialisée dans ce type de produits[1] a mis au point une machine très performante qui consomme environ trois fois moins d'énergie qu'une machine à moteur triphasé traditionnelle. Elle propose deux modèles de 750 et 1 120 W fonctionnant en 24 Vdc qui permettent de traire une à trois bêtes pour le premier et quatre à cinq bêtes pour le deuxième à 2 200 mètres d'altitude. La machine utilise une régulation sophistiquée du vide pour économiser l'énergie : un capteur électronique mesure la dépression dans le container de vide et un circuit commande le régime du moteur pour stabiliser sa valeur. Ainsi un litre de lait demande environ 12 Wh d'énergie pour la traite. Les autres avantages de cette machine sont un bruit moins élevé et un entretien plus réduit, le moteur tournant en moyenne moins vite que pour une machine triphasée.

☐ Machines de froid

Le froid industriel permet de valoriser une production agricole et en particulier de diversifier les revenus des producteurs. Un moteur DC est utilisé pour faire tourner un groupe froid pour la conservation du lait : pour qu'il soit utilisable dans l'industrie alimentaire, le lait doit être refroidi rapidement après la traite et conservé à quelques degrés jusqu'au passage du camion de collecte. Le système utilise un moteur DC à démarreur rhéostatique pour le compresseur et la cuve de froid installés dans un

1. Brückmann Elektronik, Bahnhofstrasse 17, 7260 Davos, Suisse, www.brueckmann-el.ch

Copyright © 2009 Dunod.

container. Les panneaux solaires sont montés sur le toit du container, ce qui permet de déplacer au besoin le système. La figure 5.33 montre l'intérieur du container. Une grande société agroalimentaire utilise ces systèmes au Sénégal dans les régions non reliées au secteur.



Figure 5.33 – Container frigorifique autonome.

■ Applications sans motorisation

Le photovoltaïque en 24 VDC permet encore des applications telles que l'alimentation de postes à souder électriques, d'équipements électroniques ou d'appareils spécialement développés pour avoir un rendement très élevé. Parmi ces derniers, on a déjà cité le BATNET au chapitre 5.1.3 et nous présentons ici ses principaux avantages.

□ BATNET

Le BATNET est un convertisseur DC/DC qui permet d'obtenir depuis 12 Vdc ou 24 VDC une tension continue de 300 VDC, tension correspondant à la tension crête du 230 V alternatif. Il est destiné principalement à alimenter des lampes économiques 230 VAC ou des petits récepteurs équipés d'alimentation à commutation (chargeurs de téléphones portables ou de petits appareils), mais il ne convient pas aux appareils à transformateur fonctionnant à 50 Hz.

© Dunod – La photocopie non autorisée est un délit.
Copyright © 2009 Dunod.

Lampe économique fonctionnant en 230 VAC

La lampe économique utilise une alimentation à commutation transformant en première étape la tension secteur alternative en une tension continue avant de réaliser un oscillateur à haute fréquence (25 à 50 kHz) qui alimente le tube fluorescent. Les avantages de l'utilisation de ces fréquences supérieures sont :

- l'amélioration du rendement lumineux, la couche fluorescente émettant environ 10 à 15 % plus de lumière à 25 kHz qu'à 50 Hz (fréquence du secteur) ;
- l'évitement des phénomènes de scintillement présents à 50 Hz et fatigant la vue ;
- la miniaturisation du ballast électronique permettant de réaliser des lampes compactes ;
- la possibilité d'un démarrage instantané en comparaison du tube sous secteur avec ballast à inductance et starter.

L'inconvénient principal des alimentations à commutation est la distorsion du courant d'alimentation en 230 V/50 Hz qui ne prélève du courant que durant une partie de l'onde et provoque ainsi une distorsion de la tension et un fort accroissement du courant de crête (figure 5.34). Ce courant de crête élevé limite ainsi sérieusement l'emploi de lampes économiques sur un onduleur DC/AC : un bon onduleur de 1 kW ne pourra alors alimenter que 300 W de lampes économiques.

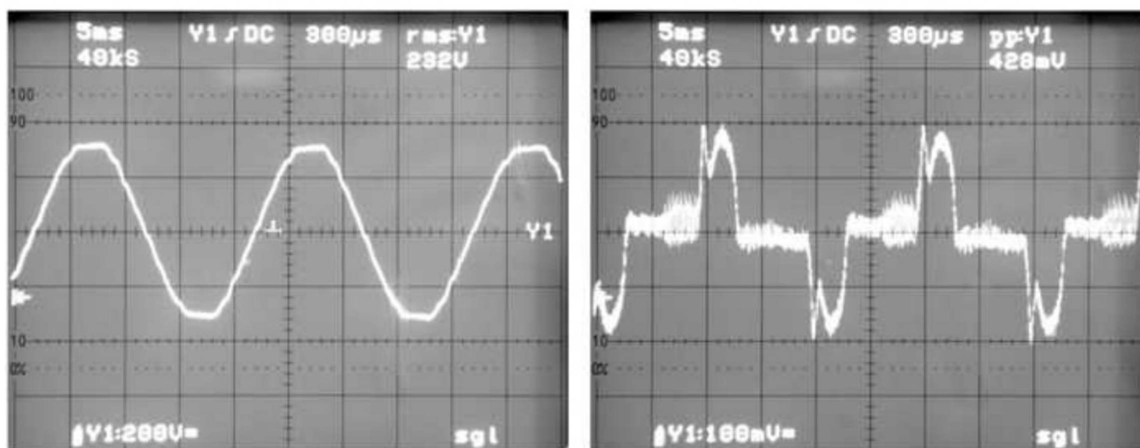


Figure 5.34 – Ondes tension secteur 230 Vac et courant de lampe économique 20 W.

Intérêt de la tension continue 300 Vdc

En connectant une alimentation à commutation sur une source continue de tension suffisante, les avantages sont :

- la charge du premier étage de l'alimentation se fait pratiquement à courant continu ;
- il n'y pas de crête de courant ;
- les pertes ohmiques entre l'alimentation et le récepteur sont fortement réduites.

Alimentation de récepteurs éloignés

Une application particulièrement intéressante en 300 VDC est l'éclairage à distance dans un petit bourg isolé. En Afrique, le câble le moins cher disponible est souvent le câble téléphonique de section 0,14 mm^2 qui présente une résistance d'environ

Copyright © 2009 Dunod.

82 ohms pour 300 mètres. À cette distance avec une lampe de 40 W, le courant sous 300 VDC est de 132 mA et la chute de tension de 11 V, ce qui correspond à 1,5 W de pertes. Si on alimente la même lampe avec du 230 V/50 Hz, la chute de tension monte à 50 V et la perte à 3,2 W. Avec une perte de tension si élevée, la lampe peut ne pas démarrer et si elle démarre, elle produira nettement moins de lumière.

Sécurité

Comme le BATNET présente avec la batterie une liaison haute impédance, le toucher d'un des pôles 300 V n'est pas dangereux. Seul un très petit courant continu peut circuler contre la terre, à peine perceptible. Si on touche les deux pôles, on ressentira une décharge mais tout de même moins dangereuse qu'avec du 230 V/50 Hz spécialement nuisible au cœur. Il faut en continu 2,5 fois plus de courant pour produire des dégâts sur le cœur comparables à ceux provenant d'un courant alternatif de 50 Hz.

5.4.4 Pompage photovoltaïque

Le pompage est certainement une des applications du photovoltaïque qui rend le plus de services en Afrique notamment et en tout lieu où l'alimentation en eau potable n'est pas aisée. Et ça a été aussi l'une des toutes premières utilisations de cette source d'énergie, largement disponible dans les pays chauds (figure 5.28). Aujourd'hui, à l'échelle mondiale, une personne sur cinq (soit près d'un milliard d'êtres humains !) n'a pas accès à l'eau potable. Et les consommations sont éminemment variables. Si un Nord-Américain consomme en moyenne 700 litres d'eau par jour, un Européen consomme 200 litres, un Africain urbain 30 litres et un Haïtien 20 litres. Et au Sahel, la part d'eau achetée à la borne-fontaine est souvent de 10-15 litres par habitant et par jour.

■ Principe et composition du système

Le besoin d'eau étant plus important dans les pays les plus chauds et lors des périodes les plus sèches, et donc généralement les plus ensoleillées, la production d'énergie solaire coïncide avec le besoin d'eau. La pompe solaire est née de cette convergence, et on en installe depuis plus de trente ans. Mais on ne saurait réduire cette application à la seule fonction de pompage. Une installation d'adduction en eau potable (AEP) est tout un ensemble. Quand la pompe est animée par l'énergie solaire, le prestige porté à cette dernière fait que l'on a tendance à résumer l'ensemble de l'AEP en « pompage solaire ». Le danger qui en découle est que la qualité des autres infrastructures risque d'être négligée ; on a en effet tendance à se focaliser sur la seule partie pompage. Pourtant chaque élément a son importance et c'est le maillon faible qui peut compromettre le but final et entacher la réputation de l'énergie solaire qui, étant sous les projecteurs, est trop rapidement montrée du doigt en cas de contre-performance. Cette analyse, ainsi que la présentation qui suit, sont extraites d'un document de synthèse rédigé par H. Bonneviot et édité par Énergies pour le Monde[1].

1. « *Adduction d'eau potable avec pompe photovoltaïque – Pratiques et recommandations de conception et d'installation* » réalisé par Hubert Bonneviot (consultant indépendant) sous la direction de la Fondation Énergies pour le Monde.

© Dunod – La photocopie non autorisée est un délit.
Copyright © 2009 Dunod.

Un tel système d'« AEP » comporte :

– une source d'eau (un puits, mais plus souvent un forage),
– une pompe mécanique,
– un champ photovoltaïque.

Il comporte également des infrastructures :

– un château d'eau (citerne placée en hauteur),
– un réseau de tuyauteries,
– des bornes-fontaines publiques, parfois complétées par des branchements individuels.

Il n'y a généralement pas besoin de batterie, puisque c'est la citerne qui joue le rôle de stockage. Par contre un « booster » de démarrage peut être nécessaire pour amorcer la pompe en début de journée dès que l'ensoleillement est suffisant.

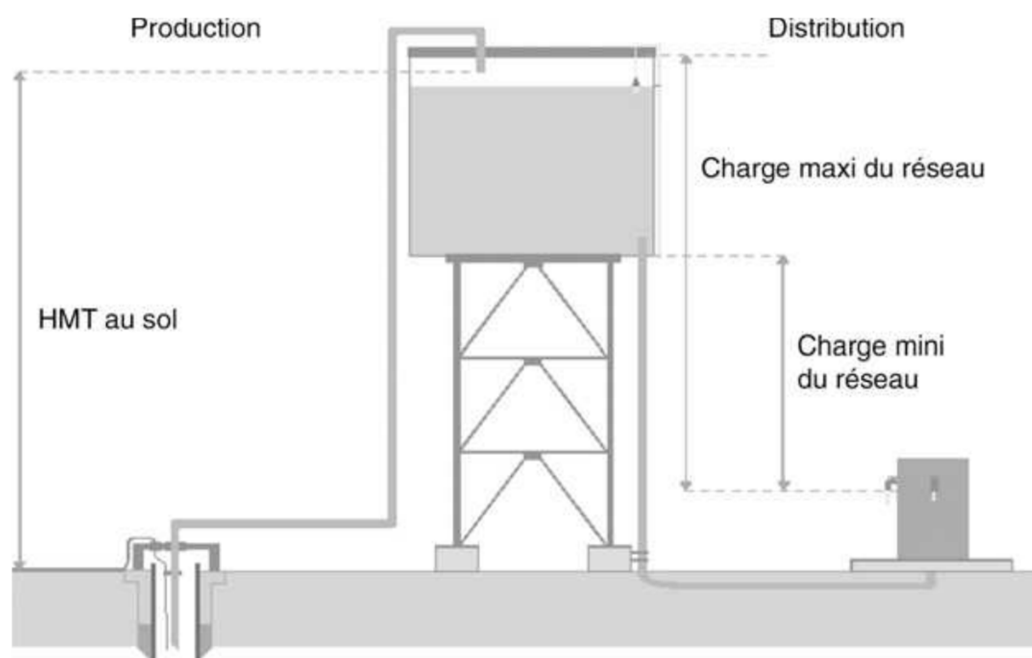


Figure 5.35 – Schéma d'une adduction en eau potable par énergie solaire (panneaux photovoltaïques non représentés).

Copyright © 2009 Dunod.

■ Dimensionnement

La source d'eau sera étudiée avec soin : la profondeur de la nappe, sa capacité, son évolution dans le temps… devront être connus, et le forage réalisé selon la nature du sous-sol et les règles de l'art.

La citerne a deux fonctions :

– l'alimentation par gravité des points d'eau (comme tout château d'eau), que la pompe soit en fonctionnement ou non,
– le stockage de l'eau, pour faire tampon entre les périodes de pompage et les périodes de soutirage de l'eau.

On calcule son volume en général sur la base de la production journalière de la pompe, en prenant par exemple 120 % de la production d'une journée très favorable.

Quant à sa hauteur, elle sera le résultat d'un compromis entre la capacité de production de la pompe et le besoin de pression de la distribution.

Du côté de la production, il faudra dimensionner les panneaux solaires à mettre en œuvre pour faire fonctionner la pompe, et cela en fonction de quatre paramètres :

– le volume journalier demandé,
– la hauteur du pompage (entre le niveau de la pompe dans le forage et l'entrée dans la citerne),
– l'ensoleillement, (et la température),
– le rendement du type de pompe choisi.

Le calcul de puissance crête du générateur est donné par une formule simple : **l'énergie communiquée à l'eau en une journée correspond au travail effectué pour élever la production journalière d'eau V à une hauteur H (égale à la hauteur totale depuis le niveau d'eau du forage jusqu'au point haut de la citerne).**

Le volume V (en m^3) a une masse $M = 1\,000 \times V \times \mathrm{d}$ (en kg) représentant un poids de $1\,000 \times \mathrm{V} \times \mathrm{d} \times 9{,}81$ Newtons, c'est-à-dire $9\,810 \times \mathrm{V}$ Newtons puisque la densité d de l'eau est 1.

Le travail, ou énergie hydraulique (en Joule) est donc : $E_h = 9\,810\ \mathrm{V} \times H$

Transformé en Watt.heures (une heure correspond à 3 600 secondes, et 1 Joule = 1 W.s donc 1 Wh = 3 600 Joules) :

$$E_h = 9\,810\ \mathrm{V} \times H/3\,600, \text{ c'est-à-dire, en simplifiant :}$$

$$E_h = V \times H \times 2{,}725$$

Cette énergie hydraulique est fournie par la pompe qui reçoit l'énergie électrique délivrée par les panneaux (E_{prod}). Si R est le rendement global de la pompe et du générateur photovoltaïque (incluant l'effet de la température), on aura donc $E_h = E_{prod} \times R$.

On peut alors appliquer la formule qui relie la puissance crête des panneaux P_c (en W), la puissance électrique produite E_{prod} (en Wh/jour) et l'ensoleillement global journalier E_{sol} (en kWh/m^2.jour, ou en heures équivalentes, § 5.5.4) : $E_{prod} = E_{sol} \times P_c$ et en déduire la puissance théorique de la pompe en Watt crête :

$$P_c = \frac{V \times H \times 2{,}725}{E_{sol} \times R}$$

avec :

V : volume journalier en m^3
H : hauteur manométrique de pompage en mètre
E_{sol} : ensoleillement global de la journée en kWh/m^2
R : rendement global (générateur, électronique et électropompe)

On notera que si, avec une puissance donnée, on peut pomper un volume V à une hauteur H, on pourra aussi pomper un volume deux fois moins important à une hauteur double, ou inversement un volume double à une hauteur deux fois plus faible.

Pour estimer le rendement du pompage, on se référera au tableau 5.14, qui donne selon la puissance le rendement à appliquer.

© Dunod – La photocopie non autorisée est un délit.
Copyright © 2009 Dunod.

Tableau 5.14 – Rendement global indicatif d'un système de pompage en fonction de sa puissance.

Puissance du générateur photovoltaïque	< 800 Wc	800 à 1 200 Wc	2 à 3 kWc	3 à 5 kWc	5 à 10 kWc
Rendement global	40 %	20 ou 40 %	30 %	35 %	40 %

REMARQUE

La zone 800/1200 Wc voit le chevauchement entre pompes volumétriques et pompes centrifuges, avec des rendements passant du simple au double.

EXEMPLE DE CALCUL

Soit un besoin de 80 m^3 d'eau par jour, avec une hauteur manométrique de 15 m et un ensoleillement de 5 kWh/m^2.jour. En appliquant dans un premier temps un rendement de 30 %, on trouve que la puissance crête nécessaire est de : $Pc = (80 \times 15 \times 2\,725)/(5 \times 0{,}3) = 2{,}2$ kWc (soit 10 m^2). Le rendement de 30 % était donc une hypothèse valable (domaine de puissance 2 à 3 kWc).

Bien entendu ces calculs sont de simples évaluations qu'il faudra affiner et confirmer par une étude plus poussée.

5.4.5 Systèmes hybrides

Dès que l'on installe un petit réseau électrique dans un village ou une communauté isolée d'une certaine importance, le système hybride utilisant plusieurs sources d'énergie devient pratiquement indispensable. On peut coupler des systèmes photovoltaïques avec de l'hydraulique ou de l'éolien mais dans la plupart des cas, la deuxième source est une génératrice diesel (un groupe électrogène). Avoir un générateur produisant du courant à la demande permet de charger complètement les batteries régulièrement et de compenser les périodes d'ensoleillement défavorables par une plus grande utilisation de la génératrice. Le désavantage d'un tel système est que la génératrice apporte des nuisances de bruit et pollution, qu'elle est chère à maintenir en bon état et qu'il faut l'approvisionner en gasoil, ce qui est parfois problématique dans les sites très isolés. La figure 5.36 montre un système PV et thermique alimentant une auberge très isolée dans les Pyrénées espagnoles.

■ Dimensionnement

La principale difficulté de conception d'un système hybride est le dimensionnement des composants : ce travail doit se faire de façon itérative, c'est-à-dire qu'il faut chaque fois redimensionner les premiers éléments en fonction des résultats obtenus en cours de calcul. Les éléments suivants (besoins en énergie, approvisionnement de la génératrice, générateur solaire, batteries) doivent être connus ou soigneusement estimés avant la conception.

□ Besoins en énergie

C'est la partie la plus difficile à estimer : il faut connaître avec le plus de précision possible quels seront les usages de l'électricité produite pour pouvoir préparer une répartition des ressources entre les différents générateurs du système. Il faut également estimer quelle sera la variation de la consommation dans un avenir proche : les

Copyright © 2009 Dunod.



Figure 5.36 – Système de l'auberge de San Urbez.

utilisateurs consomment en général peu lorsque le système vient d'être installé mais ensuite ils achètent d'autres récepteurs et la consommation totale augmente.

☐ **Approvisionnement de la génératrice**

Comment accède-t-on au site, avec quel type de véhicule (voiture, camion, tout-terrain…), à quel prix est disponible le gasoil, où y a-t-il un mécanicien compétent pour suivre et maintenir la génératrice ? À partir de ces premiers éléments, on calcule ou estime les coûts de fonctionnement de la génératrice et de l'énergie produite en tenant compte de sa maintenance et de son remplacement après *x* milliers d'heures de fonctionnement.

☐ **Générateur solaire**

Si le système solaire est surdimensionné, l'avantage sera une très bonne fiabilité et une disponibilité élevée de l'énergie, par contre le prix final de l'énergie sera élevé ; si le système est sous-dimensionné, la génératrice diesel sera souvent utilisée avec toutes ses nuisances. Le dimensionnement des panneaux est étroitement lié aux choix de puissance et durées prévues de fonctionnement du générateur diesel. Il dépend également des moyens financiers du client, de sa volonté de produire de l'énergie « propre » et de tous les facteurs climatiques et de rayonnement solaire du lieu.

☐ **Batteries**

Le dimensionnement des batteries est critique car on ne peut pas rapidement modifier la capacité d'un ensemble de batteries (§ 5.1.1). Un paramètre très important

© Dunod – La photocopie non autorisée est un délit.
Copyright © 2009 Dunod.

est la température ambiante qui conditionne le choix de la taille : en pays chaud, la dégradation principale est souvent la corrosion interne, il est alors intéressant de choisir une taille réduite de batterie et d'effectuer des cycles journaliers importants pour consommer rapidement le potentiel de cycles. Dans le cas contraire, une grande batterie n'aurait jamais vu son potentiel de cycles épuisé, la corrosion apparaissant avant. Mais on a vu au § 5.1.1 qu'il existe d'autres approches pour maximiser la durée de vie des batteries et il est intéressant de consulter la littérature scientifique avant de concevoir un grand système, la technologie progressant rapidement dans ce domaine.

■ Fonctionnement du système

Une étude portant sur 44 systèmes de micro-électrification rurale[1] a permis de mettre en évidence les paramètres clés du succès de tels systèmes. L'aspect le plus important n'est pas technique mais socio-économique : les réseaux fonctionnant correctement et appréciés de leurs utilisateurs s'étaient dotés au départ d'une organisation performante contrôlant le système. Ces entités appelées SOTEC (*Socio Technical and Economical*) s'occupent de l'exploitation technique des réseaux, de la formation des utilisateurs pour leur inculquer de bonnes notions d'économie d'énergie et de choix de récepteurs adaptés, de contrôler la limitation individuelle de l'énergie et de collecter le paiement de l'énergie en fonction des kWh consommés et du niveau de prestations offertes (en général taxe en fonction de la consommation totale et de la puissance crête). Le système reste la propriété de la SOTEC qui souvent reçoit des aides lors de la création du réseau mais qui ensuite doit équilibrer ses comptes pour maintenir et renouveler les composants d'usure de l'installation.

En Espagne de nombreux villages ou hameaux isolés se sont équipés de systèmes hybrides pour leur électrification. Ils se sont dotés de SOTEC locales qui reçoivent des subventions au départ, ce qui facilite l'implantation de tels réseaux ; en Aragon, la SEBA (*Serveis Energetics Basics Autonoms*) a électrifié de nombreux sites individuels ou collectifs avec quelques particularités originales dans la manière de contrôler les réseaux[2].

□ Énergie limitée

L'usager s'engage par contrat à ne pas consommer plus d'une certaine quantité d'énergie journalière pour une puissance de crête donnée : un compteur spécial le renseigne sur l'état de sa réserve avant de couper en cas de dépassement.

□ Partage d'énergie

Si un usager rend visite à un voisin lors d'une fête, il peut apporter avec lui le petit circuit mémoire de son compteur (déconnectant ainsi son habitation du réseau) pour apporter sa contribution à l'énergie consommée chez le voisin.

---

1. X. Vallvé *et al.*, *Key parameters for quality analysis of multi-user solar hybrid grids (MSGs)*, 17th European Solar Energy Conference, Munich, October 2001.
2. Pour info : e-mail : tta@tramatecnoambiental.es

Copyright © 2009 Dunod.

☐ Gestion de l'énergie

Lorsque les batteries sont complètement chargées, les utilisateurs bénéficient d'un quota d'énergie supplémentaire sans frais.

Certains récepteurs ne peuvent fonctionner qu'à certaines heures ou lorsque les batteries ont atteint un certain niveau de charge : par exemple, le fonctionnement d'une machine à laver se fait en milieu de journée lorsque l'ensoleillement est maximal.

■ Exemple de système

La SEBA a installé à Artosilla dans la commune de Sabiñánigo, région de Huesca en Aragon, un système hybride. Le tableau 5.15 résume ses spécifications et la figure 5.23 présente le schéma bloc des composants du système.

Tableau 5.15 – Système hybride d'Artosilla en Espagne.

Coût du système	120 000 euros
Financement	Municipalité : 35 %, Aragon 46 %, CE 19 %
Coûts pour l'usager en fonction du contrat	33 kWh/mois et 1,1 kW crête, 14,22 euros/mois 67 kWh/mois et 2,2 kW crête, 19,40 euros/mois 100 kWh/mois et 4,4 kW crête, 25,33 euros/mois
Coûts de maintenance	142 euros/mois (estimation)
Tension du réseau	230 V, 50 Hz
Puissance solaire	7,264 kW
Génératrice	Vanguard F12 propane, 10 kVA
Batteries	48 V-2 080 Ah/100 heures, BP Powerbloc S-2100
Régulateur et onduleur	MPPT et onduleur 7,5 kW
Monitoring	Data logger
Contrôle de l'énergie	Compteurs/limiteurs individuels (avec partage possible) Puissance crête contrôlée Énergie supplémentaire disponible lorsque les batteries sont pleines
Garantie et maintenance	15 ans de service par la SEBA
Aspects sociaux	Communauté de huit usagers. De jeunes artistes se sont installés à demeure depuis l'électrification.
Autres informations	Cf. note 18 (Société TTA)

© Dunod – La photocopie non autorisée est un délit.
Copyright © 2009 Dunod.

Copyright © 2009 Dunod.

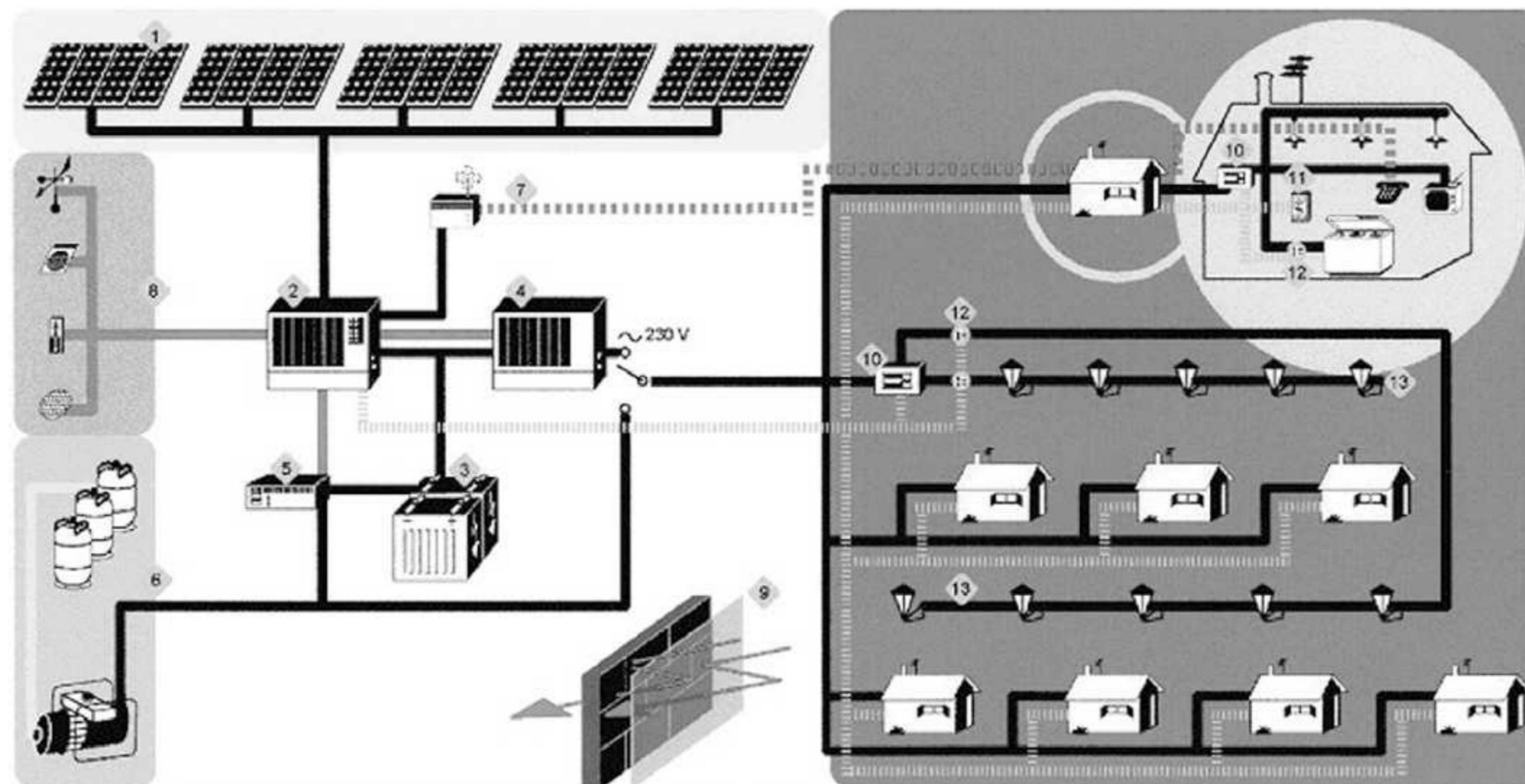


Figure 5.37 – Schéma bloc du système d'Artisolla.

Les opérations de maintenance normale se font par visite de techniciens tous les six mois : ceux-ci transfèrent les données accumulées du data logger dans un PC portable pour examen ultérieur en cas de problème suspecté. Un des usagers s'occupe de nettoyer au besoin les panneaux, d'effectuer des contrôles de base et d'envoyer tous les trois mois quelques données à la SEBA pour vérifier les performances du système.

5.5 Conception d'un système photovoltaïque autonome

5.5.1 Démarche

Nous avons décrit succinctement au chapitre 1 les étapes de calcul d'un système photovoltaïque permettant une première estimation. Le dimensionnement précis est en réalité un processus relativement complexe car il y a de nombreux paramètres à prendre en considération, une certaine dose d'impondérable (la météo), et surtout de multiples interactions entre les choix. Par exemple, la consommation du régulateur de charge doit être ajoutée à celle des récepteurs pour définir la consommation totale du système. Or le choix du régulateur dépend de la taille du champ photovoltaïque, lui-même déterminé par la consommation… Donc la conception d'un système photovoltaïque est le résultat d'une optimisation réalisée par itérations. Le diagramme présenté à la figure 5.38 résume la marche à suivre dans le cas simple d'un système photovoltaïque DC (sans conversion d'énergie ni source d'énergie auxiliaire).

Les professionnels de l'énergie solaire disposent de logiciels d'optimisation qu'ils utilisent pour mettre au point les solutions adaptées aux demandes de leurs clients, parfois même en ligne. Certains programmes sont également disponibles à la vente ou sur Internet, notamment les Suisses Meteonorm 2000 (Version 4.0)[1] et PVSYST[2] déjà largement utilisé au chapitre 4, et le Canadien RETscreen[3].

Ces logiciels ont plus ou moins de possibilités (comme celle de calculer les pertes provoquées par des ombrages) mais ils suivent tous une démarche similaire, que l'on peut résumer en sept points.

- Étape 1 : Détermination des besoins de l'utilisateur : tension, puissance des appareils et durées d'utilisation.
- Étape 2 : Chiffrage de l'énergie solaire récupérable selon l'emplacement et la situation géographique.
- Étape 3 : Définition des modules photovoltaïques : tension de fonctionnement, technologie, puissance totale à installer.
- Étape 4 : Définition de la capacité de la batterie et choix de la technologie;
- Étape 5 : Choix d'un régulateur.
- Étape 6 : Plan de câblage : détermination des accessoires de câblage, des sections de câbles…
- Étape 7 : Coût du système.

1. http://www.meteotest.ch
2. http://www.pvsyst.com
3. http://www.retscreen.net

© Dunod – La photocopie non autorisée est un délit.

Copyright © 2009 Dunod.

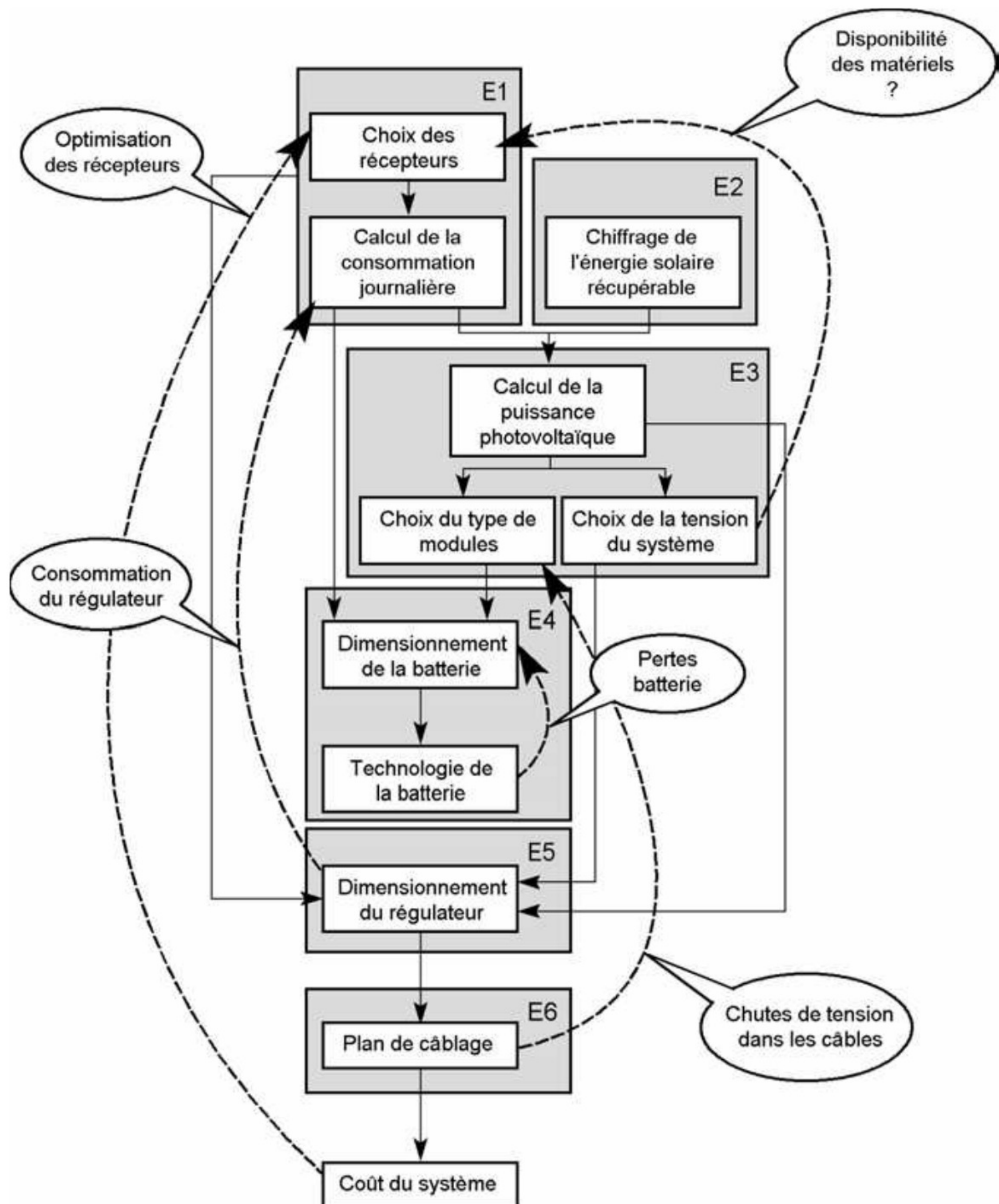


Figure 5.38 – Diagramme simplifié du dimensionnement d'un système photovoltaïque autonome DC.

Nous allons maintenant les reprendre une à une.

5.5.2 Évaluation des besoins (Étape 1)

Rappelons à ce stade ce que le concepteur de système photovoltaïque doit toujours garder présent à l'esprit et que l'on ne répétera jamais assez : le kWh solaire est cher, il faut donc privilégier systématiquement *l'économie d'énergie* au niveau des récepteurs. Même s'ils sont plus onéreux à l'achat, le coût global sera bien moindre car il faudra moins de modules photovoltaïques et de batterie pour les alimenter

Copyright © 2009 Dunod.

(§ 5.2.1). De même, il faudra mettre en veille les appareils dès que possible, et consommer de l'énergie uniquement lorsque c'est nécessaire.
C'est tellement vrai qu'il faut bien souvent plusieurs versions du cahier des charges « client », chacune moins consommatrice que la précédente, avant de converger vers le système photovoltaïque définitif (voir à la figure 5.38 le « retour » de l'étape 7 à l'étape 1).

☐ La tension des récepteurs

L'énergie photovoltaïque étant en courant continu, l'idéal est que les appareils à alimenter fonctionnent aussi en continu (12 VDC, 24 VDC par exemple). Plus le champ photovoltaïque est puissant, plus il faudra choisir une tension élevée (pour éviter les ampérages trop forts, tableau 5.18). Il n'est donc pas toujours facile de la choisir *a priori*. Lorsque l'on aura déterminé la puissance et donc la tension souhaitable du système photovoltaïque, on reviendra éventuellement sur ces choix de récepteurs (figure 5.38).
Parfois, le choix n'est pas possible, quand le matériel n'existe que sous une certaine tension. C'est d'autant plus vrai lorsque l'appareil n'existe qu'en alternatif 220 VAC, comme la plupart des appareils ménagers (partie 5.2). Bien sûr on prendra celui qui a la plus faible consommation, mais un onduleur sera alors indispensable. Cela rajoutera de la consommation (en veille et/ou en marche), qu'il faudra compter dans le bilan électrique.

☐ Le besoin en énergie de l'application

Évaluer sérieusement son besoin en énergie permet de disposer d'un système bien adapté, sachant que toute exigence supplémentaire se traduira par une augmentation de la puissance à mettre en œuvre : plus de panneaux, plus de batterie.
Avant de calculer l'énergie nécessaire à l'application, il faut bien comprendre la différence entre la *puissance* et l'*énergie* et nous allons la rappeler ici. Il s'agit là d'énergie électrique mais ces notions sont valables pour toutes les formes d'énergie.
La *puissance* est une donnée instantanée (comme un débit).
Quant à *l'énergie,* c'est une donnée intégrée sur une période de temps (comme un volume).
Ces deux grandeurs sont donc reliées par le temps. L'énergie est le produit de la puissance par le temps (cf. annexe 1 pour les unités) : $E = P \times t$.

EXEMPLES

– Ce panneau solaire produit 88 W en ce moment précis, ce modem consomme 120 W en émission.
– Ces quatre panneaux ont généré 250 Wh pendant la journée d'hier, mon portail consomme 0,5 Wh pour chaque cycle d'ouverture/fermeture, mon compteur EDF indique que j'ai consommé 550 kWh en quatre mois.

Cette relation permet de calculer la consommation journalière en énergie d'une application, qui est le produit de la puissance consommée par le temps d'utilisation par jour. En effet, comme un système photovoltaïque fournit son énergie le jour (tout du moins en extérieur), il est naturel de prendre la période de 24 heures comme unité de temps. On notera E_{cons} *l'énergie électrique consommée* en 24 heures par l'application, en Wh/jour. En langage plus courant, on l'appelle *consommation journalière.*

Copyright © 2009 Dunod.
© Dunod – La photocopie non autorisée est un délit.

À NOTER
« Par jour » signifie toujours ici « par tranche de 24 heures ».

Pour calculer la consommation totale d'une application, on calcule l'énergie électrique consommée en 24 heures par chaque appareil ou chaque fonction électrique et on les additionne :

$$E_{cons} = P_1 \times t_1 + P_2 \times t_2 + P_3 \times t_3 + \ldots$$

Pratiquement, on peut se servir d'un tableau comme celui présenté ci-dessous. Il doit être établi scrupuleusement.

Tableau 5.16 – Grille de calcul des consommations en énergie (Wh) (exemple).

Appareil	Nombre	Tension	Puissance (W)	Rendement de conversion DC/AC (%)	Durée d'utilisation/ jour (h/j)	Consommation journalière (Wh/j)
Lampes	5	24 VDC	10	–	3 heures	150
Émetteur radio (en veille)	1	24 VDC	2	–	24 heures	48
Émetteur radio (en émission)	1	24 VDC	160	–	2 heures	320
Outillage	1	220 VAC	500	85	30 minutes	294
TOTAL	–	–	672	–	–	812

REMARQUE
La consommation de l'outillage en 220 VAC *via* le convertisseur DC/AC se calcule de la façon suivante (l'onduleur ayant un rendement de 85 % à la puissance de 500 W) :

$$\frac{500\,\text{W} \times 0{,}5\,\text{h}}{0{,}85} = 294\,\text{Wh}$$

Cela suppose que l'onduleur n'est mis en marche que pendant le fonctionnement de l'outillage qu'il alimente. S'il devait rester allumé en permanence, il faudrait ajouter sa consommation en veille, soit sa puissance en veille multipliée par 24 heures (c'est fortement déconseillé).

Lorsque tous les appareils fonctionnement à la même tension, la consommation journalière peut également se chiffrer en Ah, unité plus pratique pour tous les systèmes liés à une batterie. Pour avoir le chiffre en énergie (Wh) il suffit de multiplier par la tension du système. Le tableau 5.17 montre un exemple concernant un poste de téléphone de secours, dont l'électronique opère entre 10 et 15 V. Il doit fonctionner sur une batterie plomb en 12 V nominal, sans pertes en ligne puisque les composants panneau, batterie et régulateur sont tous regroupés sur le poste. Le problème de la tension étant résolu, on peut tout calculer en courant : courants consommés, courants de charge, de fonctionnement…
On trouvera au § 5.5.4. les détails relatifs aux différentes pertes en tension et en courant.

Copyright © 2009 Dunod.

Tableau 5.17 – Grille de calcul des consommations en mAh (exemple d'un téléphone de secours).

Fonction	Nombre	Courant (mA)	Durée d'utilisation/ jour (h/j)	Consommation journalière (mAh/j)
En veille	–	0,5	24 heures	12
En phonie	trois conversations	150	cinq minutes par conversation	3,75
Appel-test	Deux	100	15 secondes/appel	0,833
TOTAL				**16,6**

Remarquons au passage, dans cet exemple, que la consommation de veille est dominante en mAh (voir dernière colonne du tableau), même si son courant est le plus faible. Ce qui fonctionne en permanence est toujours pénalisant pour une consommation journalière.

Si la consommation varie dans le temps, il faudra en tenir compte. Quand il s'agit d'une consommation de week-end, on étalera cette consommation de deux jours sur les sept de la semaine en multipliant le résultat obtenu E_{cons} par 2/7. Et c'est sur cette valeur moyenne que seront dimensionnés les panneaux puisque l'énergie est captée même en l'absence des occupants (voir le cas de la maison en Suisse au § 5.6.2).

Autre cas de figure : les variations saisonnières. En agriculture, notamment, certains matériels sont arrêtés et remisés en hiver (clôtures, abreuvoirs…). Ou bien c'est la consommation en eau qui est différente, et donc les besoins de pompage. On a alors une consommation « hiver » et une consommation « été ». C'est le cas notamment dans notre ferme d'élevage marocaine (§ 5.6.3).

5.5.3 Énergie solaire récupérable (Étape 2)

□ Orientation et inclinaison des modules

La position des modules photovoltaïques par rapport au Soleil influe directement sur leur production énergétique. Il est très important de bien les placer pour les utiliser au maximum de leurs possibilités. On appelle *orientation* le point cardinal vers lequel est tournée la face active du panneau (Sud, Nord, Sud-Ouest…). Quant à *l'inclinaison*, elle indique l'angle que fait le panneau avec le plan horizontal, elle se compte donc en degrés (figure 5.39).

Comment orienter et incliner les panneaux ?

Quand on a le choix, l'orientation idéale d'un module photovoltaïque obéit à une règle très simple à retenir : **vers l'Équateur**, ce qui donne :

– orientation vers le Sud dans l'hémisphère nord,
– orientation vers le Nord dans l'hémisphère sud.

En ce qui concerne *l'inclinaison*, c'est un peu plus compliqué. Prenons d'abord le cas d'une application autonome qui consomme une énergie quasi constante tout

© Dunod – La photocopie non autorisée est un délit.
Copyright © 2009 Dunod.

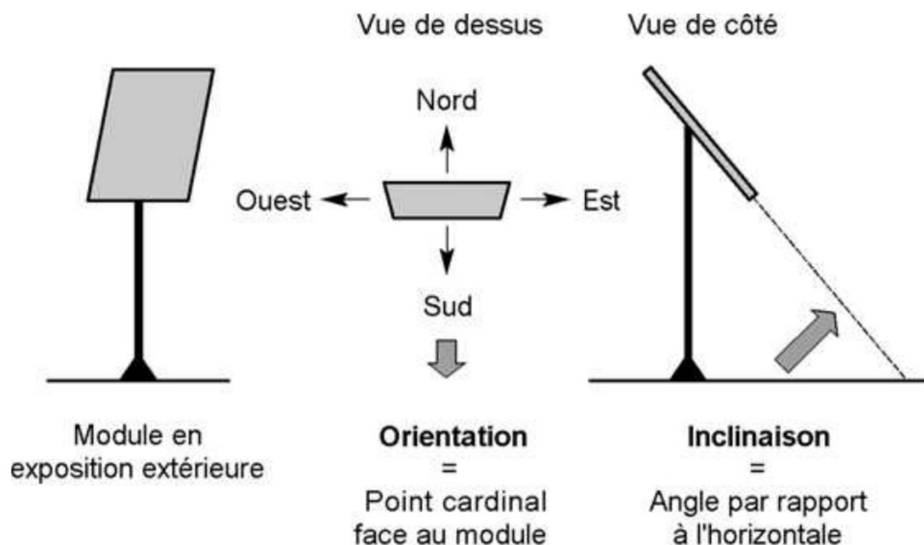


Figure 5.39 – Définition de l'orientation et de l'inclinaison d'un panneau.

au long de l'année. L'hiver étant la période la moins ensoleillée, c'est à cette période qu'il faut optimiser la production. Les panneaux doivent donc pouvoir récupérer l'énergie d'un Soleil dont la hauteur est faible (§ 2.2.3). Il en résulte qu'en Europe, pour une utilisation annuelle, l'inclinaison idéale est environ égale à la latitude du lieu + 10° (pour une orientation Sud). Cela donne en France et en Suisse une implantation dite « 60° Sud » : orientation Sud et inclinaison à 60° par rapport à l'horizontale.

Quand l'application fonctionne seulement en période estivale, une inclinaison de 20 à 30° est préférable, toujours pour une orientation Sud.

Cette orientation Sud n'est pas toujours possible sur une habitation à cause de son implantation par rapport aux points cardinaux. Si on exclut généralement les orientations Nord, Nord-Est et Nord-Ouest qui sont vraiment trop défavorables, il est par contre envisageable de placer des modules vers l'Est et l'Ouest. En effet, par rapport à un emplacement idéal à 30° Sud, on ne perdra pas plus de 15 % en production annuelle, pour les orientations Est, Ouest, Sud-Ouest et Sud-Est si l'inclinaison ne dépasse pas 30° par rapport à l'horizontale[1].

☐ Données météorologiques

Rappelons d'abord les grandeurs physiques qui caractérisent l'énergie solaire incidente que nous allons utiliser. Il existe entre *le rayonnement solaire cumulé* et le *rayonnement solaire instantané* la même relation de temps qu'entre la puissance et l'énergie électriques définies en 6.2.2 : une surface exposée au soleil reçoit, à un instant donné, un *rayonnement solaire* en W/m^2, qui est un flux, une puissance par unité de surface (voir les détails au chapitre 2). Ce flux varie au passage d'un nuage, selon les heures de la journée… Au bout d'une journée, ce flux a produit une énergie journalière ou *rayonnement solaire cumulé (ou intégré)*, en Wh/m^2 par jour (Wh/m^2.jour = W/m^2 × h/jour), produit du rayonnement par le temps. Comme

1. Guide *Perseus* (cf. bibliographie).

Copyright © 2009 Dunod.

le rayonnement instantané est variable, on obtient cette énergie journalière en calculant l'intégrale de la courbe de rayonnement en fonction du temps (aire de la courbe de rayonnement sur la journée).

Grâce aux stations météorologiques, on dispose de nombreuses données statistiques de rayonnement solaire intégrées en kWh/m^2.jour (les références sont données au paragraphe 2.2). Ce sont ces données, globales sur une journée, qui servent la plupart du temps au dimensionnement d'un système photovoltaïque.

Connaître en détail la production d'un panneau heure par heure n'est utile que dans le cas où l'on doit estimer les pertes d'ombrages. Le courant maximal que peut débiter le panneau ou le champ photovoltaïque doit néanmoins être connu pour dimensionner le régulateur, mais cela dépend peu du lieu géographique (§ 5.5.5).

Pour une exposition sans ombres portées, on peut déjà réaliser un dimensionnement assez précis avec 12 valeurs de rayonnement solaire seulement : les valeurs moyennes de l'énergie solaire journalière, pour chaque mois de l'année, dans le plan des modules photovoltaïques (même orientation et même inclinaison). On prendra les données fournies par la station météo la plus proche du site d'installation. L'annexe 2 reprend les statistiques de quelques stations météorologiques en Europe et dans le monde.

Pour un dimensionnement plus rapide, on se servira de la valeur *la plus faible* de la période de fonctionnement de l'application. Pour une utilisation annuelle, c'est souvent la valeur de décembre la plus basse, en Europe occidentale tout au moins. La carte A2.1. en annexe 2 permet une lecture directe à l'aide des courbes de niveau : si le système photovoltaïque est prévu à Rennes, on prendra la valeur de 1,4 kWh/m^2.jour (en orientation Sud inclinaison 60° par rapport à l'horizontale). Pour une utilisation estivale, par exemple de mai à septembre, le dimensionnement se fera avec la valeur de mai si c'est la plus basse pendant cette période.

☐ Ombrages

Il arrive que des modules soient placés au milieu des bâtiments ou face à un autre type d'obstacle ; montagne, arbres… lui masquant partiellement le Soleil. Malheureusement, ces effets d'ombrages sur le rayonnement reçu sont très difficiles à estimer intuitivement, et nous ne pouvons pas donner ici une méthode simple pour les évaluer, même grossièrement.

Rappelons cependant qu'il faut faire très attention aux ombrages partiels, même très ponctuels : si une seule cellule est ombrée, c'est le courant de toute la chaîne de cellules en série qui est limité et cela peut avoir de graves conséquences si les panneaux ne sont pas équipés de diodes shunt : le « hot-spot » (§ 3.1.4). Attention aussi aux montages en sheds (rangées) : pour limiter l'effet de l'ombrage mutuel d'un shed sur l'autre, on veillera à connecter tous les panneaux du bas du shed dans la même série, de manière à ce que l'ombrage mutuel n'affecte qu'une seule chaîne de cellules.

Pour aller plus loin, on peut évaluer l'effet sur le rayonnement solaire direct des ombrages proches. Cela nécessite la connaissance exacte des obstacles environnants en trois dimensions : on les reporte sur les courbes donnant la course du Soleil aux

© Dunod – La photocopie non autorisée est un délit.
Copyright © 2009 Dunod.

différentes périodes de l'année (qui elle est connue avec précision et ne dépend que de la latitude, la longitude et l'altitude). Généralement les pertes sont concentrées sur les mois de l'année où le Soleil est le plus bas. Ce calcul est assez lourd (nous ne le décrirons pas ici) et il ne rend compte que des pertes en rayonnement direct. Or les obstacles proches ou lointains occultent aussi une partie du rayonnement diffus, et ce durant toute l'année. Cet effet est complexe et souvent sous-estimé, surtout dans les régions à forte proportion de rayonnement diffus (moyennes latitudes).

On ne rappellera jamais assez que le site doit jouir si possible d'une bonne exposition au soleil si l'on ne veut pas de mauvaises surprises. Mais en présence d'un sérieux problème d'ombrages, il est nettement plus sage de recourir à un logiciel spécialisé (par exemple PVSYST).

5.5.4 Définition des modules photovoltaïques (Étape 3)

■ Calcul de la puissance-crête du système

Si le Soleil est la seule source d'énergie d'un système autonome, sans générateur d'appoint, les modules photovoltaïques doivent alors fournir toute l'énergie consommée, en incluant les pertes à tous les niveaux. Ne nous méprenons pas : la batterie est une capacité tampon qui permet de stocker cette énergie pour en disposer en dehors des périodes de production photovoltaïque. Mais elle ne sera jamais une source d'énergie en tant que telle. Certains croient qu'en augmentant la capacité de leur batterie, ils vont pouvoir alimenter plus de récepteurs. C'est vrai à court terme, mais s'ils consomment plus qu'ils ne produisent, la batterie sera fatalement déchargée un jour ou l'autre !

□ Production électrique d'un module en une journée

Un module photovoltaïque se caractérise avant tout par sa puissance crête P_c (W), puissance dans les conditions STC (1 000 W/m^2 à 25 °C avec un spectre solaire AM1.5, § 3.1.4).

S'il est exposé dans ces conditions STC, il va produire à un instant donné une puissance électrique égale à cette puissance crête, et si cela dure N heures, il aura produit pendant ce laps de temps une énergie électrique E_{prod} égale au produit de la puissance crête par le temps écoulé :

$$E_{\text{prod}} = N \times P_c$$

Énergie électrique produite (Wh) = Nombre d'heures d'exposition aux conditions STC (h) × Puissance crête (W)

Mais le rayonnement n'est pas constant pendant une journée d'ensoleillement, donc on ne peut pas appliquer strictement cette loi. Encore un calcul erroné couramment répandu : le panneau produit 50 Wc, donc pendant une journée qui dure 10 heures, il produira 500 Wh ! C'est oublier que le rayonnement au cours de cette journée est loin d'être égal à 1 000 W/m^2 en permanence ! Rappelons en effet qu'à cette valeur normalisée de 1 000 W/m^2 correspond un rayonnement solaire intense, un plein Soleil bien dégagé, qu'on ne l'atteint en Europe qu'au milieu des plus belles journées de printemps (en été, la nébulosité du ciel réduit souvent le rayonnement reçu).

Copyright © 2009 Dunod.

Afin de calculer ce que produit un module photovoltaïque pendant une journée d'ensoleillement qui a un certain profil, et une énergie solaire intégrée en Wh/m^2.jour, on va assimiler cette énergie solaire au produit du rayonnement instantané 1 000 W/m^2 par un certain nombre d'heures qu'on l'appelle *nombre d'heures équivalentes*. La figure 5.40 explique cette équivalence : les aires sous les courbes sont les mêmes : celle du rayonnement réel, de forme arrondie, et la courbe équivalente carrée. Grâce à la valeur de 1 000 de ce rayonnement de référence, le nombre d'heures équivalentes se trouve numériquement égal à l'énergie solaire intégrée si on l'exprime en kWh/m^2.jour.

$$E_{\text{sol}} = N_e \times 1000$$

Énergie solaire journalière par unité de surface (Wh/m^2.jour) = Nombre d'heures équivalentes (h/jour) × 1 000 (W/m^2)

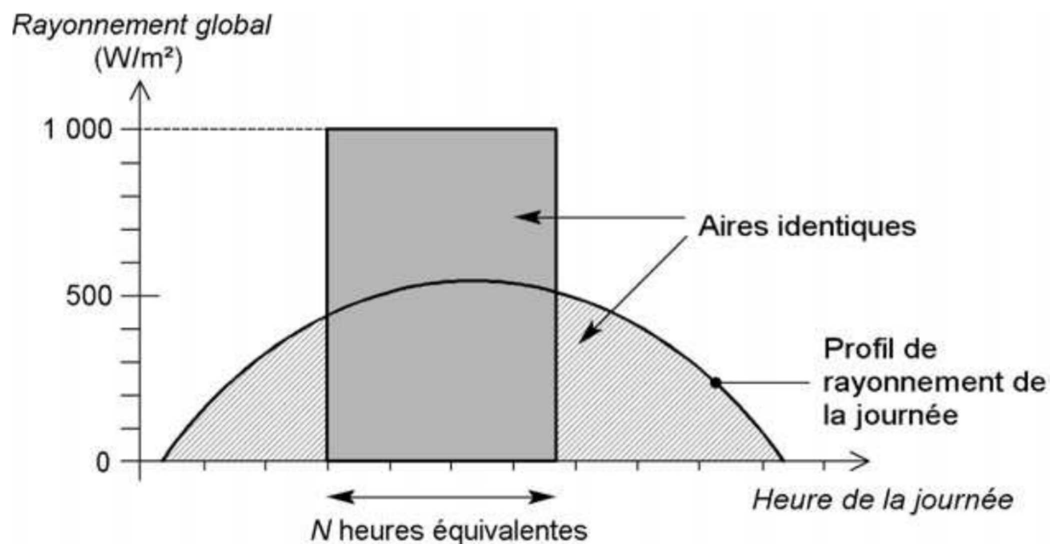


Figure 5.40 – Représentation du nombre d'heures équivalentes d'une journée de rayonnement solaire.

EXEMPLE

Pendant une journée à la station météo de Trappes, en décembre, à l'orientation Sud et l'inclinaison 60° le Soleil fournit 1,12 kWh/m^2.jour. On assimile cette journée à 1,12 heure d'un rayonnement de 1 000 W/m^2 : 1 120 Wh/m^2.jour = 1,12 heures/jour × 1 000 W/m^2.

On suppose ensuite que la puissance du panneau est directement proportionnelle au rayonnement instantané, ce qui est vrai en première approximation si le panneau a suffisamment de tension (nous revenons sur cette approximation dans le « chiffrage des pertes »). On peut alors multiplier la puissance crête du panneau solaire par ce nombre d'heures équivalentes pour obtenir la production du module photovoltaïque pendant cette journée :

$$E_{\text{prod}} = N_e \times P_c$$

Énergie électrique produite dans la journée (Wh/jour) = Nombre d'heures équivalentes (h/jour) × Puissance crête (W)

© Dunod – La photocopie non autorisée est un délit.
Copyright © 2009 Dunod.

Puisque $N_e = \frac{E_{\text{sol}}}{1\,000}$ on peut calculer ainsi l'énergie produite, à condition de bien respecter les unités :

$$E_{\text{prod}} = E_{\text{sol}} \times P_c$$

Énergie électrique produite dans la journée (en Wh/jour) = Énergie solaire journalière (en kWh/m^2.jour) × Puissance crête (en W)

Rappelons que la puissance crête est le produit de la tension V_{m} par le courant I_{m} au point de puissance maximale du module. Donc, en divisant cette équation par la tension V_{m}, on peut exprimer la production en Ah/jour en utilisant le courant à la puissance maximale I_{m}. Théoriquement, Q_{prod} est une capacité ou une « quantité d'électricité » mais par simplicité on l'appelle bien souvent « énergie électrique » comme les Wh :

$$Q_{\text{prod}} = E_{\text{sol}} \times I_{\text{m}} \quad (1)$$

Énergie électrique produite dans la journée (en Ah/jour) = Énergie solaire journalière (en kWh/m^2.jour) × Courant à la puissance crête STC du module (en A)

Mais les calculs ci-dessus ne sont vrais que pour un panneau isolé, dans des conditions idéales. Ils ne tiennent pas compte des pertes inévitables d'un système complet, dans les conditions réelles. Ces pertes ont plusieurs origines et affectent certains paramètres du système.

□ Pertes électriques

Identifions-les au cas par cas pour pouvoir les chiffrer.
On va prendre en compte toutes les sources de perte du système, y compris celles dues à la batterie, aux câbles… (sauf celles provoquées par les ombrages dont on a déjà parlé plus haut). On doit en effet en tenir compte dans le calcul des modules car ceux-ci fournissent toute l'énergie consommée, même celle qui est perdue.

> **À NOTER**
> Les pertes électriques des convertisseurs éventuels (DC ou AC) ne sont pas prises en compte à ce stade, mais elles sont intégrées au calcul de la consommation des récepteurs (E_{cons}).

Types de pertes

En commençant par l'entrée du rayonnement solaire, on trouve d'abord :

a. la perte par *salissure du panneau* ou par de la neige, du sable… ou même par un vitrage placé devant, qui modifient son courant de charge, la tension n'étant pas affectée.

Ensuite, il y a les chutes de tension entre la sortie du panneau et l'entrée de la batterie (pertes en ligne) :

b. aux bornes des *diodes anti-retour* (figures 3.17, 5.11, et 5.12),
c. aux bornes du *régulateur série* si c'est le modèle retenu, car il comporte des interrupteurs électroniques en ligne (figure 5.12),
d. aux bornes *des câbles* selon leur longueur, leur section et l'ampérage transporté.

Copyright © 2009 Dunod.

Une autre perte affecte directement la tension du panneau, il s'agit de :

e. la baisse de la tension lorsque la température s'élève (figure 3.9), la puissance crête étant, elle, donnée à 25 °C

Quant à la batterie, elle joue aussi un rôle, puisqu'elle ne restitue pas l'énergie à 100 %, on doit donc considérer :

f. l'efficacité énergétique de la batterie : rapport entre l'énergie restituée et l'énergie fournie

Quand le régulateur n'est pas de type MPPT, il existe une perte par désaccord de tension :

g. dans un système avec un régulateur classique, la tension est imposée par la batterie (+ les pertes en ligne) donc le module photovoltaïque ne travaille pas à son point de puissance maximum.

D'autre part, il peut exister un écart entre la réalité le calcul présenté en (1) car il suppose que la puissance du panneau est proportionnelle à l'éclairement et c'est en fait le courant qui l'est (§ 3.1.2, « influence de l'éclairement »), il faut donc parfois considérer :

h. la perte des débuts et fin de journée quand l'éclairement est faible et la tension insuffisante pour charger la batterie.

Pour finir, il existe une perte liée à la puissance réelle du panneau qui peut être inférieure à celle annoncée dans la documentation du constructeur. Nous ne considérons pas cette « perte » dans nos calculs, car c'est loin d'être le cas général, mais il faut savoir que cela arrive. Vérifier ces valeurs n'est pas chose aisée, il faut faire appel à un laboratoire spécialisé. Pour éviter ce genre de doute, certains fabricants indiquent la puissance mesurée panneau par panneau sur l'étiquette placée au dos.

Chiffrage des pertes

On peut lutter efficacement contre certaines de ces pertes : la chute de tension dans les câbles (d) sera réduite au maximum par câblage (§ 5.5.6). Quant à la salissure (a) on la nettoiera régulièrement dans la mesure du possible, sinon on prendra 5 à 15 % de pertes. La neige, elle, glisse en général vers le bas dès que le Soleil échauffe la surface des panneaux. Le masquage par le sable doit être combattu en plaçant les panneaux légèrement en hauteur pour éviter les accumulations au pied des châssis sous l'effet du vent.

La perte en température (e) n'affectera que les systèmes en pays chauds, où on luttera contre les fortes chaleurs par une bonne ventilation des modules. Dans les pays tempérés, la chaleur est moins critique pour les systèmes autonomes car elle se produit en été, période où le bilan d'énergie est excédentaire du fait d'un rayonnement solaire plus abondant.

On évite complètement (sauf aux très faibles éclairements) la perte par désaccord de tension (type g) par l'emploi d'un régulateur MPPT dont la fonction est précisément de réaliser cet accord entre la batterie et le panneau en s'ajustant sur le point de puissance maximum de ce dernier (§ 5.1.2, « régulateur MPPT »).

La technologie des modules a aussi son importance : les panneaux au silicium amorphe par exemple, réagissent mieux aux faibles éclairements que leurs collègues au silicium

© Dunod – La photocopie non autorisée est un délit.
Copyright © 2009 Dunod.

cristallin et seront insensibles à la perte type h. Leur tension varie également moins avec la température (perte e), § 3.2.1.

Autre remarque d'importance : les pertes en ligne type b, c et d, celles due à la température (e), à l'éclairement (h) et celle liée au désaccord panneau-batterie (g) si elle subsiste, ne concernent que la tension. Une fois le câblage optimisé, si le module photovoltaïque ne peut endurer les chutes de tension restantes, c'est-à-dire que sa tension est trop basse ou que sa tension baisse trop rapidement avec l'ensoleillement, le système ne fonctionnera pas correctement, voire pas du tout (la batterie ne se chargera pas). Il est donc impératif que les modules puissent endurer ces pertes en tension. Ce ne sont pas des modules supplémentaires qui vont compenser ce manque.

Concrètement, la démarche la plus sage est donc la suivante (sauf si on dispose d'un bon régulateur MPPT) :

– prendre les précautions nécessaires pour limiter les chutes de tension : câblage adéquat, régulateur série réservé à des systèmes 24 ou 48 VDC, bonne ventilation ;
– évaluer la chute de tension restante entre les panneaux et la batterie : par exemple 0,8 V dans les diodes série + 0,5 V dans les câbles + 1,5 V de perte d'échauffement à la température moyenne du site (§ 3.1.2) ;
– choisir des modules dont la tension V_m à la puissance crête est supérieure ou égale à la tension maximale de la batterie + cette perte de tension : 14 V + 2,8 V = 16,8 V par exemple (voir définition de V_m au § 2.4.1) ;
– calculer enfin le champ photovoltaïque d'après les courants à cette puissance maximale (A), et en capacité pour la batterie (Ah), en ne tenant plus compte des tensions, mais seulement des pertes affectant le courant.

Retenons pour simplifier qu'en règle générale, **les modules photovoltaïques devant alimenter un système 12 V nominal doivent avoir une tension au point de puissance maximum au moins égale à 17-18 V pour l'utilisation en pays chauds et 15-16 V pour l'utilisation en pays tempérés** (pour un système 24 V, doubler ces valeurs).

Les pertes « en courant » qui resteront inévitablement (types a et f) sont introduites dans les calculs énergétiques en A ou Ah sous forme d'un coefficient C_p que nous appellerons « coefficient de pertes en courant ».

Évaluation de C_p

Pour les « salissures » (perte a) on peut prendre typiquement :

– 0,9 à 0,95 en règle générale
– 0,95 à 1 pour des panneaux nettoyés régulièrement
– 0,8 à 0,9 pour des panneaux à l'horizontale et non nettoyés
– et 0,92 en plus pour les panneaux placés derrière un vitrage[1] (la perte dans ce cas est de 4 % de réflexion par face de vitrage, donc 8 %).

Rappelons que l'efficacité de la batterie (perte f) est le rapport entre la capacité restituée et la capacité chargée. On prendra pour les batteries plomb utilisées en

1. Pourvu que la ventilation soit suffisante pour éviter un échauffement par effet de serre.

Copyright © 2009 Dunod.

photovoltaïque une efficacité en Ah comprise entre 0,8 et 0,9 selon les modèles et la fiabilité demandée.
En résumé, avec des modules qui ont une réserve en tension suffisante pour pallier les pertes en tension dont nous avons parlé, si on cumule les effets a et f, le coefficient C_p pourra varier entre 0,65 (= 0,8 × 0,8) et 0,9 (= 1 × 0,9) selon les cas (sans vitrage sur les modules).

☐ Calcul pratique de la puissance photovoltaïque

Ces pertes vont être introduites directement dans le calcul de la production électrique des modules. Pour ce faire, on reprend la formule (1) donnée juste avant le paragraphe « Pertes électriques » et on ajoute le coefficient C_p :

$$Q_{prod} = C_p \times E_{sol} \times I_m$$

Énergie produite dans la journée (en Ah/jour) = Coefficient de pertes en courant × Énergie solaire journalière (en kWh/m^2.jour) × Courant à la puissance maximale STC du module (en A)

Pour calculer la puissance nécessaire à l'application, on se sert de la formule ci-dessus à l'envers, en remplaçant l'énergie produite par l'énergie consommée (consommation totale journalière définie à l'étape 1). En effet, on cherche à répondre à la question : quelle puissance crête faut-il pour disposer d'une énergie électrique correspondant au besoin de l'application ?
On utilise pour ce faire les données météo retenues dans le cadre de l'application (Étape 2 de la démarche).

IMPORTANT

Pour être certain de disposer d'assez de puissance en toute saison, on fera ce calcul dans les conditions d'ensoleillement les plus défavorables de la période d'utilisation (en hiver pour l'Europe, le plus souvent au mois de décembre. Sauf dans le cas où l'on utilise un stockage intersaisonnier, voir le cas décrit en 5.6.1.

On appliquera donc la formule suivante (à retenir) :

$$I_m = \frac{Q_{cons}}{E_{sol} \times C_p}$$

Courant à la puissance maximale STC du module (en A) = Énergie électrique consommée par jour par l'application (en Ah/jour)/ Énergie solaire journalière la plus défavorable (en kWh/m^2.jour)/ Coefficient de pertes en courant.
Si l'énergie journalière est exprimée en mAh, le courant du module sera calculé en mA.

EXEMPLE DE CALCUL

– Consommation journalière de notre tableau 5.16 : 812 Wh/jour soit 34 Ah/jour en divisant par 24 V (tension nominale souhaitée)
– Coefficient de pertes en courant : 0,75
– Énergie solaire journalière de Paris en décembre (exposition 60° Sud) : 1,12 kWh/m^2.jour
– Courant I_m nécessaire : $I_m = \frac{34}{1{,}12 \times 0{,}75} = 40{,}5A$
– Avec des modules ayant une tension maximale V_m de 34 V, la puissance photovoltaïque du système devra être au minimum de P_c = 40,5 A × 34 V = 1 377 Wc (=1,38 kWc)

© Dunod – La photocopie non autorisée est un délit.
Copyright © 2009 Dunod.

■ Technologie des modules

La technologie des modules la mieux appropriée dépend avant tout de la puissance à mettre en œuvre ; mais aussi du type de climat, du coût bien entendu, et parfois de considérations esthétiques.
Le silicium amorphe a un aspect particulier et surtout il possède de bonnes performances aux faibles éclairements et sous rayonnement diffus. Par contre, son rendement au Soleil n'est que de 7 à 9 % contre 13 à 20 % pour le silicium cristallin (§ 3.2.1) ce qui présente un inconvénient d'encombrement surtout.
Il sera donc réservé à des cas particuliers :

- faible puissance (< 10 Wc) en climat tempéré (§ 5.6.1) ;
- applications bas coût (recharge clôture, certaines lampes africaines, objets ludiques…) ;
- produits portables ou flexibles ;
- certaines applications architecturales en raison de son aspect esthétique uniforme.

Des panneaux amorphes de plus de 40 à 90 Wc existent à des prix compétitifs. Néanmoins, avec leur faible rendement, cela augmente les surfaces nécessaires et les frais de structure support. Donc cette technologie est rarement utilisée sur des systèmes de puissance autonomes.
La plupart des applications photovoltaïques de plus de 50 Wc sont donc équipées de modules au silicium cristallin, de puissance généralement comprise entre 50 et 150 Wc.
Dans tous les cas on s'assurera de l'adéquation du type des panneaux à l'application en passant en revue tous ses paramètres électriques, avec une attention particulière sur les points suivants :

- tension suffisante (cf. « chiffrage des pertes ») ;
- type de garantie sur la puissance crête (parfois la garantie ne porte que sur 80 % de la puissance nominale, il faut en tenir compte dans le calcul) ;
- tenue climatique ;
- facilité de montage, etc.

■ Tension de fonctionnement et structure du champ photovoltaïque

□ Tension nominale du système photovoltaïque

La tension du champ photovoltaïque à retenir (12, 24, 48 V ou plus) dépend :

- du type d'application,
- de la puissance photovoltaïque du système,
- de la disponibilité des matériels (modules et récepteurs),
- de l'extension géographique du système

Sur les systèmes autonomes, pour une puissance donnée, une tension faible implique des courants élevés qui produisent des pertes ohmiques dans les câbles. Un appareil de 100 W en 12 V, cela représente déjà un courant de 8 A. Bien entendu, on choisira les diamètres de câble en conséquence pour limiter ces pertes (§ 5.5.6), mais il serait aberrant, par exemple, de câbler un champ photovoltaïque de 3 kWc en 12 V, cela donnerait un courant de sortie de 250 A ! Les câbles devraient être très

Copyright © 2009 Dunod.

nombreux, de fort diamètre, et le régulateur devrait être dimensionné pour supporter un tel courant. Passer en 24 VDC diminue directement ces trois contraintes.

Dans une installation modeste, avec par exemple quelques points lumineux et une télévision, la tension peut rester 12 V. Mais dès qu'on est amené à utiliser du matériel plus puissant (réfrigérateurs, pompes…) et/ou si la puissance photovoltaïque dépasse 500-1 000 Wc, il faut passer en 24 VDC voire 48 VDC. On a vu par exemple que la tension 24 VDC est souvent adoptée dans les pays chauds pour des systèmes de taille moyenne (§ 5.4.3). Il est en effet pratique de se servir des interrupteurs secteur type 230 VAC, ce qui n'est pas possible même à 36 V. On ne dépasse 48 VDC que dans des cas bien spécifiques : connexion au réseau, champ photovoltaïque de plus de 10 kWc, alimentation de grosses machines agricoles…

Concrètement, le tableau ci-dessous indique la tension adaptée la plupart du temps.

Tableau 5.18 – Tension recommandée pour les systèmes photovoltaïques en fonction de leur puissance.

Puissance du champ photovoltaïque	0-500 Wc	500 Wc – 2 kWc	2 – 10 kWc	> 10 kWc
Tension recommandée	12 VDC	24 VDC	48 VDC	> 48 VDC

Une fois cette tension déterminée, il faut encore « boucler » sur les récepteurs pour vérifier si ceux-ci sont disponibles dans la tension choisie. Sinon il est toujours possible de mettre des convertisseurs DC/DC le cas échéant (§ 5.1.3). Leur rendement devra alors être pris en compte, la consommation journalière du système recalculée, et la puissance photovoltaïque augmentée en conséquence.

☐ Composition du champ photovoltaïque

Lorsque la puissance photovoltaïque nécessaire est bien établie, on compose un champ de modules en série/parallèle ou seulement en parallèle selon la tension des modules et du champ à construire. Bien entendu, il faut arrondir le nombre de modules à la valeur entière supérieure, et parfois au nombre pair supérieur quand il faut les câbler deux à deux. Reprenons notre exemple de calcul : nous avions besoin de 1 377 Wc en 24 V nominal. Supposons que les modules retenus soient des 47 Wc-12 V par exemple. Nous allons devoir en mettre 30 pour disposer de 1 410 Wc, les câbler deux à deux en série pour constituer quinze chaînes 24 V, puis monter ces quinze chaînes en parallèle.

Autre exemple, supposons que l'on dispose de panneaux 150 W-24 V, il en faudra neuf (1 350 Wc) ou 10 (1 500 Wc). Si le dimensionnement est « large » et que l'on a déjà pris une marge de sécurité sur certains postes de consommation, on peut peut-être se contenter de neuf modules en en mesurant les conséquences, sinon on en choisira dix. Dans les deux cas, les panneaux seront tous montés en parallèle.

Ces montages série-parallèle ont été décrits au chapitre 3 (figure 3.16).

© Dunod – La photocopie non autorisée est un délit.
Copyright © 2009 Dunod.

5.5.5 Dimensionnement du stockage et du régulateur (Étapes 4 et 5)

Dimensionner la batterie, c'est choisir un stockage « tampon » permettant de s'affranchir des variations climatiques temporaires, à l'échelle de l'heure, de la journée (elle assure le fonctionnement nocturne), et de quelques jours de mauvais temps.

À la figure 5.38, on a montré les allers-retours qu'il faut faire souvent au cours d'un dimensionnement. Il en va de même pour la batterie : le choix de la capacité nominale dépend grandement de la technologie (batterie fermée, ouverte, AGM, gel…, § 5.1.1) par les variations de capacité avec la température, le nombre de cycles, la durée de vie…

De plus, le choix d'une batterie relève aussi d'une stratégie économique. Et encore ici la politique à adopter est différente dans les pays chauds et dans les pays tempérés.

Rappelons que la batterie est souvent le composant le moins durable d'un système photovoltaïque. Il faudra donc la remplacer avant les panneaux. Si l'on souhaite une grande fiabilité et une longue durée de vie, par exemple parce que le site est difficile d'accès, on privilégiera une grosse batterie apportant plus d'autonomie sans apport solaire et une meilleure durée de vie. Les batteries tubulaires, par exemple, peuvent tenir quinze ans et fournir 1 200 cycles à 80 % de décharge. Même si la batterie est onéreuse, elle sera peut-être plus économique que les déplacements sur site. Par contre pour les applications peu sollicitées ou situées dans des zones très chaudes, on peut être amené à prendre des batteries moins chères (batteries solaires à plaques, ou même des batteries de voiture, disponibles partout), car il est probable que la corrosion vienne à bout des électrodes assez rapidement quelle que soit la technologie. Donc le prix doit rester bas, et le remplacement envisagé par exemple tous les deux ans (voir le tableau 5.1 et le texte sur les durées de vie).

■ Autonomie sans apport solaire

On appelle nombre de jours d'*autonomie sans apport solaire*, N_{ja}, la durée de quelques jours pendant laquelle la batterie peut alimenter seule l'installation à toute période de l'année (les panneaux étant considérés comme absents). C'est sur cette base que l'on calculera la batterie.

Une exception cependant : lorsque l'on recourt au *stockage intersaisonnier*, la batterie est surdimensionnée pour compléter le panneau en hiver, sa capacité devra être supérieure au simple besoin d'autonomie sans apport solaire (ce cas de figure spécifique réservé aux batteries étanches est décrit en détail au paragraphe 5.6.1).

La durée d'autonomie nécessaire est liée à la probabilité de trouver une série de mauvais jours d'affilée, avec un ensoleillement très défavorable. Cela dépend directement de la météo du lieu. Pour une utilisation normale en pays tempérés, on peut admettre une autonomie de cinq à huit jours, assurant un risque de pénurie inférieur au %. On peut réduire encore ce risque en travaillant avec dix voire quinze jours sans apport solaire pour les systèmes très sensibles. Dans les pays tropicaux où la météo est plus régulière (avec des apports solaires significatifs même par jours de pluie) on peut diminuer cette autonomie à deux ou quatre jours. Les bases de données météorologiques (§ 2.2.3) donnent des statistiques sur ce point (nombre de jours sans Soleil).

Copyright © 2009 Dunod.

■ Calcul de la capacité batterie

La capacité nominale d'une batterie est donnée généralement pour une décharge en vingt heures (notée C_{20}) à la température de 25 °C.
La capacité nécessaire pour un fonctionnement de N_{ja} jours et une consommation électrique journalière Q_{cons} est de :

$$C_u = N_{ja} \times Q_{cons}$$

Capacité utile de la batterie (en Ah) = Nombre de jours d'autonomie sans apport solaire × consommation journalière de l'application (en Ah)

Cette capacité utile C_u n'est pas la capacité nominale C_{20}, mais la capacité réellement disponible sur le terrain à tout moment. Pour calculer la capacité nominale en fonction de cette capacité souhaitée, on doit donc tenir compte de la température et/ou de la profondeur de décharge autorisée. Voyons comment en tenir compte.

Profondeur de décharge

Une batterie ne doit pas être déchargée en dessous d'un certain seuil sinon on risque de l'endommager.

> **RAPPEL (§ 5.1.1)**
>
> E_{CH}, nombre compris entre 0 et 1, exprime l'état de charge de la batterie, donc la profondeur de décharge P_D, proportion de la capacité déchargée, s'écrit :
>
> $$P_D = 1 - E_{CH}$$
>
> Une batterie pleine à 70 % (E_{CH} = 0,7) est à une profondeur de décharge de 30 % (P_D = 0,3).

On doit prendre garde à ce paramètre quand la batterie est fortement sollicitée, c'est-à-dire quand l'autonomie sans apport solaire est de courte durée, deux jours par exemple. La batterie sera alors soumise à des cyclages assez fréquents, d'une part la nuit à hauteur de 20-25 % et lors des périodes de temps couvert. Or l'absence de beau temps pendant deux jours est plus probable que pendant huit jours par exemple. Il faudra donc faire attention dans ce cas à la quantité de cycles que la batterie peut supporter dans sa vie et relever le seuil de profondeur de décharge pour augmenter le nombre de cycles. On a vu au § 5.1.1 sur les batteries qu'en première approximation, le nombre de cycles sera inversement proportionnel à la profondeur de décharge : par exemple une batterie pouvant fournir 300 cycles à 100 % de décharge devrait fournir 600 cycles à 50 % de décharge avec une bonne régulation.
En pratique, en l'absence de problèmes de basses températures, et pour un usage normal (quatre jours d'autonomie) on appliquera un coefficient P_D = 0,7 à 0,8 selon les modèles de batterie : plutôt 0,7 pour les batteries qui supportent un faible nombre de cycles (batterie de voiture, batterie à plaques), et plutôt 0,8 pour les batteries à fort nombre de cycles (tubulaires, et batteries gel). Si la batterie doit cycler davantage (deux jours d'autonomie ou moins), on pourra diminuer P_D pour disposer d'une durée de vie supérieure. Au contraire, si la batterie a très peu de probabilité de se décharger (plus de huit jours d'autonomie sans apport solaire) on pourra prendre P_D = 0,9 ou même 1 (décharge autorisée jusqu'à 100 %, c'est-à-dire 1,85 V/élément, fin de décharge nominale sans dommage sur la batterie).

© Dunod – La photocopie non autorisée est un délit.
Copyright © 2009 Dunod.

Effet de la température

Si l'application est amenée à fonctionner à basse température (applications professionnelles isolées dans les pays tempérés surtout), ce sera la principale cause de réduction de capacité.

Les réactions chimiques de charge et de décharge de l'accumulateur sont ralenties par le froid, ce qui a pour effet de faire baisser la capacité de la batterie (figure 5.5).

Pour déterminer la réduction de capacité qui en résulte, on aura besoin de courbes de décharge à diverses températures fournies par le constructeur de la batterie, telles que celles de la figure 5.41. Attention : ces courbes ne sont pas universelles, elles sont fortement dépendantes du modèle de batterie (en particulier de la composition de ses électrodes).

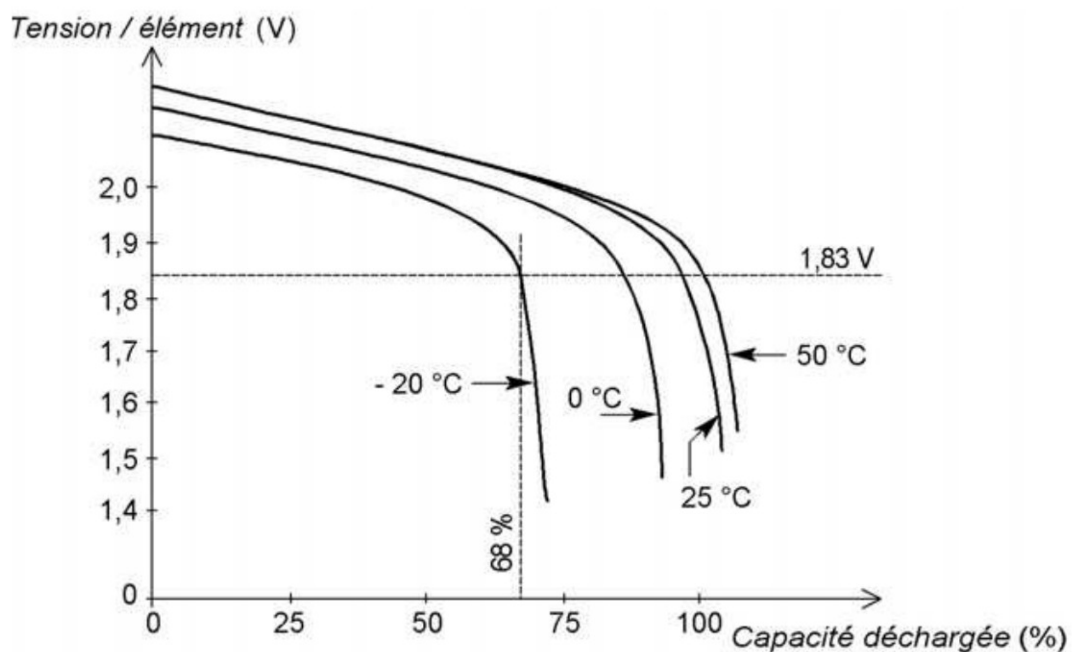


Figure 5.41 – Détermination d'une réduction de capacité avec la température (exemple choisi : batterie plomb fermée type AGM-Hawker).

En fonction de la température minimale que la batterie va rencontrer sur site et de la tension minimale que le système peut accepter (il arrive que les électroniques « décrochent » à 11 V par exemple, soit 1,83 V/élément pour six éléments) on va déterminer sur ces courbes le coefficient réducteur de capacité par la température R_T. Dans le cas représenté à la figure 5.41, la batterie aura une capacité disponible de 68 % à – 20 °C si on la décharge jusqu'à 1,83 V/élément, donc R_T sera pris égal à 0,68.

Calcul de la capacité avec les coefficients de réduction

Pour tenir compte à la fois des phénomènes de température et de profondeur de décharge maximale, on calcule la capacité nominale comme suit :

$$C_{20} = \frac{C_u}{P_D \times R_T} = \frac{N_{ja} \times Q_{cons}}{P_D \times R_T}$$

Copyright © 2009 Dunod.

Capacité nominale C_{20} (en Ah) = Nombre de jours d'autonomie sans apport solaire (jours) × consommation journalière (en Ah/jour)/profondeur de décharge maximale autorisée/coefficient réducteur de la température

■ Choix du type de batterie

On vient de voir l'influence des paramètres de cyclage et de durée de vie sur le choix d'un type de batterie.

Les autres paramètres qui entrent ligne de compte sont :

– l'entretien,
– le taux de remplacement,
– le coût,
– la disponibilité,
– le recyclage…

Si l'utilisateur est présent sur le site ou à proximité du système photovoltaïque ou si des visites de maintenance sont possibles, on pourra employer une batterie ouverte, qui demande une certaine surveillance des niveaux et des densités d'électrolyte. Une batterie fermée, quelle qu'elle soit, ne demande aucun entretien (sauf au niveau des connexions, § 5.5.7, « Entretien des batteries »). Cette rentabilité dépend complètement du bilan économique qui sera fait en fonction des conditions d'exploitation. Les cas pratiques décrits au § 5.6 présentent ce type de problématique et les solutions retenues.

■ Dimensionnement du régulateur

Avant de dimensionner un régulateur, on devra décider quel type doit être installé et les options nécessaires. Le § 5.1.2 donne tous les détails sur les différentes caractéristiques d'un régulateur (voir en particulier le tableau 5.9).

□ Choix d'une technologie

La première question à se poser concerne le besoin de délestage ou non.

Un simple **régulateur de charge** fait en sorte que la batterie soit bien chargée et la protège contre la surcharge, mais il ne gère pas les problèmes de décharge éventuels. Il n'est donc pas muni d'un dispositif de délestage pour couper tout ou partie des récepteurs en cas de batterie basse. Ce type de régulateur est généralement suffisant dans tous les cas où il n'y a guère de risque de décharge accidentelle : dimensionnement très large des modules, consommations programmées avec une faible probabilité de dépassement ; ou bien si le système alimenté est déjà muni d'une surveillance « batterie basse ». C'est le cas de nombreux matériels professionnels autonomes, pouvant être alimentés sur pile, sur batterie, ou grâce à un système solaire : leur carte électronique possède une fonction de contrôle qui mesure la tension de l'alimentation quelle qu'elle soit et quand le seuil de tension basse est atteint, elle déclenche telle ou telle action corrective (coupure ou alarme).

Un **régulateur charge-décharge** est par contre requis pour les applications domestiques la plupart du temps, car les utilisateurs peuvent dépasser les consommations prévues. Il est utile alors de « délester » l'installation, c'est-à-dire de couper l'utilisation d'une

Copyright © 2009 Dunod.
© Dunod – La photocopie non autorisée est un délit.

partie au moins des récepteurs (les moins vitaux), pour permettre à la batterie de se recharger.

Mise en parallèle de régulateurs

La plupart des fabricants offre des régulateurs jusqu'à 20 ou 30 A de courant de charge, mais si cette valeur est dépassée, on aura tendance à diviser le champ en plusieurs parts égales et à connecter un régulateur par sous champ avant la liaison avec la batterie. Il faut vérifier que la technologie des régulateurs autorise ce mode de branchement et qu'il n'y ait pas d'interférences entre les sous-systèmes : par exemple avec des régulateurs séries générant une onde PWM en fin de charge, lorsque le premier régulateur passe en mode PWM, il ne faut pas que cette tension pulsée perturbe les autres sous-systèmes qui pourraient ne plus fonctionner correctement et surcharger les batteries.

Quant au choix de la technologie de régulation, type shunt, série ou MPPT, il est d'abord guidé par la puissance du système photovoltaïque et par le type de batterie à charger. En effet un régulateur shunt, qui doit dissiper la puissance des panneaux en cas de surcharge de la batterie est mieux adapté aux petits systèmes et les régulateurs séries aux plus gros systèmes. De plus ces derniers provoquent une plus forte chute de tension en série entre les panneaux et la batterie. On se référera au tableau 5.9 pour cette comparaison entre les technologies.

On fera attention à l'adéquation du régulateur au modèle de batterie retenu : la charge d'égalisation s'adresse uniquement aux batteries ouvertes, et les seuils de coupure dépendent aussi de la technologie (tableau 5.5).

☐ Dimensionnement

Une fois la meilleure technologie identifiée, le régulateur sera dimensionné d'après les paramètres suivants (indispensables) : tension, courant d'entrée et courant de sortie.

– **Tension nominale** (12, 24 ou 48 VDC) : elle doit être celle du champ photovoltaïque.
– **Courant d'entrée** : c'est le courant de charge maximal que les modules sont susceptibles de débiter à un instant donné qui doit être supporté sans problème par le régulateur. Pour estimer ce courant, le plus sûr est de prendre 1,5 fois le courant de court-circuit total des modules pour un régulateur shunt et 1,5 fois le courant I_m total au point de puissance maximum.

Et pour les régulateurs qui assurent aussi la protection décharge (fonction « délestage ») :

– **Courant de sortie** : c'est le courant total maximal que peuvent tirer les récepteurs simultanément. Ce courant dépend du mode d'utilisation des récepteurs : quels récepteurs fonctionnent en même temps ? y a-t-il des courants de pointe transitoires ? Certains appareils (les lampes à incandescence et les moteurs surtout) consomment au démarrage une puissance nettement supérieure à leur régime permanent. Les bons régulateurs acceptent des courants transitoires élevés (voir leur fiche technique), mais rien ne remplace un essai !

Copyright © 2009 Dunod.

EXEMPLE

Reprenons l'exemple du paragraphe 5.5.2 : nous avons 1 410 Wc en 24 VDC avec 30 modules 47 Wc 12 VDC (en 15 branches de deux modules), pour alimenter 812 Wh/jour sur Paris (tableau 5.16). Le régulateur choisi est un modèle série, on doit donc calculer l'ampérage d'entrée en prenant 15 fois le courant de puissance maximale d'un module et en le multipliant par 1,5. Ce qui donne 1,5 × 15 × 47 W/17 V = 62 A si l'on admet que ces modules ont une tension V_m de 17 V. Notons au passage que si l'installation avait eu la même puissance, mais en 12 V, le courant de charge total aurait été doublé.

En ce qui concerne le courant de sortie, à supposer que tous les récepteurs fonctionnent en même temps, ils consommeraient 32 A sous 24 V en régime permanent en tenant compte du rendement de l'onduleur (172 W/24 V + 500 W/(24 V × 0,85) = 7,1 A + 24,5 A), ce qui est largement inférieur aux 62 A d'entrée. Et en transitoire, supposons que l'outillage consomme trois fois sa puissance nominale, soit 73,5 A sous 24 V, le courant de pointe total sera de 80,6 A.

Le régulateur série doit donc être un modèle de 24 V-60 A. Bien sûr on vérifiera qu'il possède les indispensables indicateurs d'état (LED) et protections (fusibles entrée, sortie, protections contre les surtensions et inversions de polarité). Il devra en outre supporter un courant transitoire de 80 A.

Ensuite on pourra choisir certaines options non indispensables, mais parfois recommandées :

- une sonde indépendante de température si la batterie et le régulateur ne sont pas dans la même température ambiance,
- une mesure indépendante de tension si le régulateur et la batterie sont distants (la mesure par le câble d'alimentation de la batterie serait faussée par la chute de tension),
- une lecture de la tension batterie et de l'ampérage du champ photovoltaïque pour un bon suivi de l'installation.

5.5.6 Plan de câblage (Étape 6)

Une fois le système constitué, il reste à envisager son installation pratique, c'est ce que nous verrons dans la deuxième partie de ce chapitre.

Mais dès cette phase de définition du système, on doit se préoccuper du câblage, afin d'assurer la cohérence de l'ensemble. En effet, nous avons vu dans le chiffrage des pertes d'un système (§ 5.5.4) à quel point les chutes de tension dans les câbles pouvaient être pénalisantes.

Il est important également de vérifier que les diamètres de câble choisis sont compatibles avec les borniers des composants retenus : modules et régulateur surtout. Il arrive qu'ils n'acceptent pas la section de câble que l'on souhaite y mettre, il faut alors une boîte de jonction intermédiaire ou un bornier supplémentaire pour y remédier.

Avant de calculer toutes les sections de câble, on fait un plan électrique global de l'installation. Il faut prévoir aussi l'emplacement des composants aussi précisément que possible pour en déduire les distances : modules-régulateur, régulateur-batterie, régulateur-récepteurs.

Rappelons que pour une bonne mesure de la tension batterie par le régulateur, celui-ci doit être placé le plus près possible de la batterie.

© Dunod – La photocopie non autorisée est un délit.
Copyright © 2009 Dunod.

Sur le plan électrique d'ensemble, on repérera chaque câble, sa longueur et l'ampérage qu'il devra transporter (voir par exemple le plan d'ensemble du système du chalet au § 5.6.2).

Les informations qui suivent concernant le câblage ; elles sont donc générales et s'appliquent au montage de tous les composants électriques du système.

☐ Choix des sections de câble

La chute de tension dans un conducteur est donnée par la loi d'Ohm :

$$dV = R \times I \quad \text{où } R = \rho \times \frac{l}{s}$$

avec :

R = résistance [Ω]

I = longueur [m]

s = section [mm^2] du conducteur

ρ = résistivité valant environ 20 mΩ.mm^2/m pour le cuivre

☐ Courant continu

La première règle à suivre est d'estimer quelles pertes en ligne sont acceptables (tableau 5.19) ; il faut compter la chute de tension sur les deux pôles pour le courant allant et revenant au récepteur. Il faut également limiter le courant à 7 A/mm^2 pour éviter un échauffement des conducteurs. Nous donnons ci-après quelques chiffres pour une tension nominale de 12 V, il est clair que ces valeurs seront proportionnelles pour des tensions nominales plus élevées : pour la liaison panneaux-régulateur, on peut accepter environ 0,5 V au courant nominal des panneaux alors que pour la liaison régulateur-batteries il faudrait rester au-dessous de 0,05 V si on veut garder une bonne précision de régulation.

Tableau 5.19 – Pertes ohmiques du câblage (fils de cuivre).

Section du câble	mm^2	1,5	2,5	4	6	10	15	25
Résistance	mΩ / m	13,3	8,0	5,0	3,3	2.	1,3	0,8
Chute de tension par mètre de câble double								
Courant 1 A	mV/m	26,6	16	10	6,6	4	2,6	1,6
Courant 3 A	mV/m	79,8	48	30	19,8	12	7,8	4,8
Courant 5 A	mV/m	133,4	80	50	33,4	20	13,3	8
Courant 10 A	mV/m	266	160	100	66	40	26	16
Longueur de câble correspondant à 5 % de pertes à 12 V nominal								
Courant 1 A	m	22,5	37,5	60	90	150	225	375
Courant 3 A	m	7,5	12,5	20	30	50	75	125
Courant 5 A	m	4,5	7,5	12	18	30	45	75
Courant 10 A	m	2,3	3,8	6	9	15	23	38

Copyright © 2009 Dunod.

Pour le câblage des récepteurs, une perte maximale de 0,5 V est tolérable (environ 4 %). Dans un câblage en étoile, on monte en général plusieurs sections de câbles en parallèle depuis la batterie pour finir avec un seul câble pour le dernier récepteur. Une bonne règle est d'utiliser des sections de 2,5 mm^2 comme fil de base et de monter autant de fils en parallèle qu'il est nécessaire pour des pertes minimes.

Pour la liaison entre les panneaux solaires, tous les câblages en extérieur, il faut utiliser des câbles souples multibrins à isolant résistant aux UV (caoutchouc par exemple).

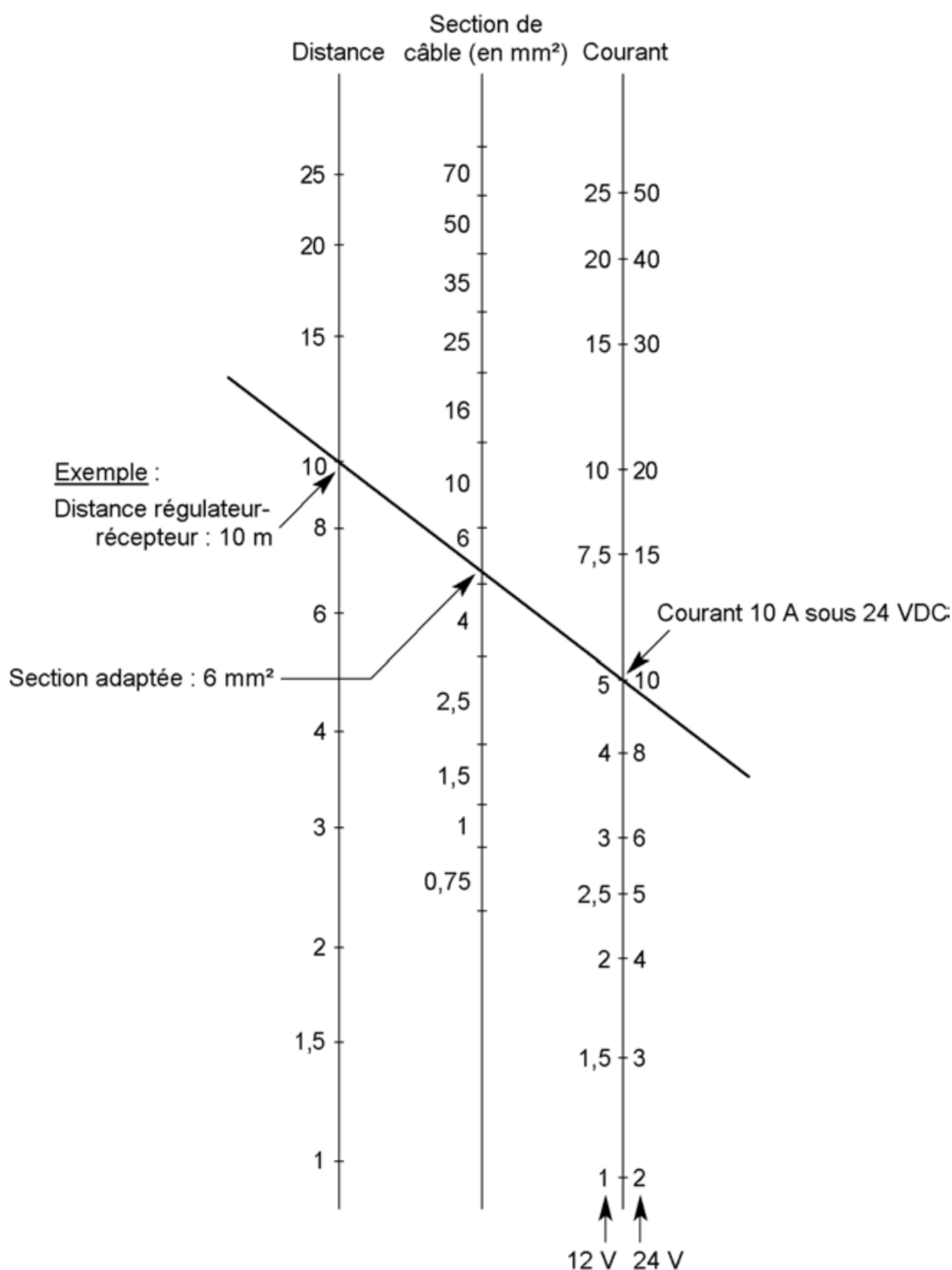


Figure 5.42 – Abaque de détermination des sections de câble en courant continu (source : G. Moine).

Copyright © 2009 Dunod.
© Dunod – La photocopie non autorisée est un délit.

La figure 5.42, basée sur les mêmes calculs de pertes ohmiques, propose un abaque commode pour déterminer directement des sections de câble (pour une chute de tension de 3 à 4 %) :

– on repère par un point sur la première graduation à droite le courant transporté par le câble (attention à la tension) ;
– sur la graduation en mètres à gauche, on repère par un autre point la distance que ce câble doit parcourir ;
– on tire en trait entre les deux points : au croisement de cette droite et de la graduation centrale, on relève la section de câble à employer.

On peut ensuite calculer la perte exacte au moyen du tableau 5.19.

□ Courant alternatif

Pour une distribution en alternatif dans un système à onduleur, tout le câblage 230 VAC doit respecter les normes du pays concerné. On pourra se renseigner auprès des compagnies d'électricité.

5.5.7 Installation et maintenance d'un système autonome

Le montage d'une installation photovoltaïque ne diffère pas beaucoup du montage électrique traditionnel, cependant les particularités du courant continu et la basse tension liée aux grands courants imposent certaines précautions particulières. D'autre part, les panneaux solaires devant être montés à l'extérieur, toute une série de problèmes liés à l'environnement peuvent apparaître : corrosions ou vieillissement en fonction de la salinité, des matériaux et des choix de montage.

La mise en service d'une installation photovoltaïque fait partie de la formation minimale de l'utilisateur : on passe en revue les composants tout en les contrôlant et on effectue avec lui les quelques mesures de base sur le banc de batteries. On note en particulier les mesures effectuées dans le carnet de bord ainsi que toute autre observation pertinente. La différence avec une opération d'entretien classique est que le contrôle doit vérifier que le cahier des charges a été respecté ; ensuite lors des contrôles successifs, on utilisera les valeurs mesurées lors de la mise en service comme références pour déterminer l'état du système.

Quant à la maintenance de tels systèmes, elle est extrêmement réduite, les personnes chargées de l'entretien se soucieront avant tout de leur batterie : une batterie ouverte demande un suivi régulier, surtout en pays chauds.

Nous allons passer en revue les règles d'installation et d'entretien de tous les composants.

■ Montage et entretien des modules

L'installation des modules photovoltaïques se fait en deux temps : montage mécanique et connexions électriques. Et dans cet ordre bien entendu. Ce faisant, un certain nombre de précautions devront être prises pour que l'installation ne présente aucun risque électrique, pour les installateurs comme pour les utilisateurs ; qu'elle soit fiable pour fournir le service demandé sans défaillances, et durable pour causer le moins d'entretien possible.

Copyright © 2009 Dunod.

De façon subsidiaire, il est bon de penser aussi aux dégradations possibles que pourrait causer un tiers (vandalisme ou vol).

☐ Installation mécanique

On a vu au chapitre précédent (paragraphe 4.2.2) trois types de montage mécanique pour les panneaux photovoltaïques : le montage surimposé en toiture ou façade, l'intégration au bâtiment, le montage sur châssis. Ces montages sont valables pour des installations raccordées comme pour des installations autonomes.

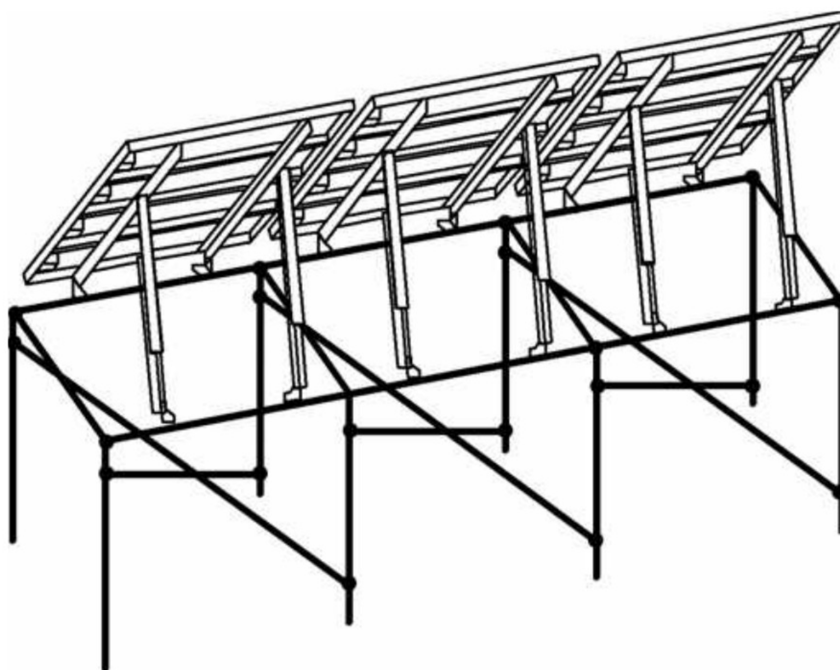


Figure 5.43 – Exemple de châssis support de modules (Solarex).

Si plusieurs châssis sont placés les uns derrière les autres (en « sheds », § 4.4.1), surtout en climat tempéré où le Soleil est bas, on prendra garde à ne pas faire d'ombre aux panneaux placés derrière. Cela peut amener à rehausser les panneaux placés derrière : voir la figure 5.44.

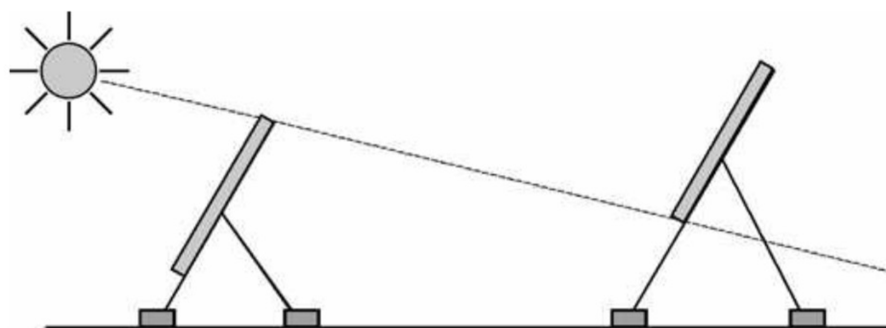


Figure 5.44 – Mise en place des rangées de modules pour éviter le masquage.

Pour les petits systèmes autonomes, on recourt aussi souvent au montage sur mât ou sur coffret.

Copyright © 2009 Dunod.
© Dunod – La photocopie non autorisée est un délit.

Le montage sur mât

Il est très commode dans les endroits où il n'y a pas de place au sol. Mais il est surtout utilisé soit pour éviter le vol, soit pour s'affranchir d'obstacles qui feraient de l'ombre. Sauf exception il est réservé aux surfaces limitées (< 5 m^2). Les dispositifs de fixation doivent être robustes pour résister au vent, adaptés aux surfaces et aux poids des modules, et les colliers adaptés au diamètre du mât. On trouve ces mâts auprès d'entreprises de mécanique ou de BTP : on choisira de préférence une structure cylindrique creuse, avec trappe de visite, pour passer les câbles à l'intérieur. La figure 5.45 montre des exemples de fixation d'un module sur mât.



Figure 5.45 – Fixation de modules sur mât (Solarex).

Le montage sur coffret

Il permet d'intégrer des petits modules photovoltaïques sur une application électronique, notamment les modules au silicium amorphe. C'est intéressant de les monter à plat sur le haut d'une petite armoire ou un boîtier contenant par ailleurs l'électronique de mesure ou le poste téléphonique qu'il doit alimenter : ils sont invisibles, donc peu sensibles au vol, et ils ne demandent aucun support particulier : juste un collage avec passage étanche ou de vis de fixation collées en face arrière du module. Le collage doit rester souple et non corrosif. Ce principe d'installation est utilisé dans notre installation de télémesure décrite au § 5.6.1.

Parfois le module est même monté à l'intérieur d'un coffret dont le couvercle est transparent. Si ce boîtier possède un bon indice de protection climatique (IP 65), on pourra même utiliser des modules non encapsulés, la protection contre les intempéries étant assurée par le coffret.

Copyright © 2009 Dunod.

☐ Montage électrique des modules

Sécurité

Un module photovoltaïque fournit une tension dès la présence de lumière. Avant d'être câblé, il est en circuit ouvert, il présente donc une tension au moins égale à 1,5 fois sa tension nominale : 22 V à vide est une tension courante pour un module de 12 V nominal. De plus, pour les systèmes comportant plusieurs panneaux en série, on peut faire apparaître un arc électrique très facilement. Il suffit d'une connexion douteuse ou d'une mauvaise isolation pour faire démarrer un arc électrique qui ne disparaîtra que lorsque les contacts seront détruits ou qu'il fera nuit.

Le courant continu peut aussi s'avérer dangereux pour le corps humain : à haute intensité, il provoque des brûlures très graves. Les installations fonctionnant à moins de 50 V ne représentent pas de grand danger. Dès 120 V, par contre, il faut prévoir des mesures de protections spéciales.

Sur un chantier, il faut garder à l'esprit qu'un champ photovoltaïque génère une tension proche de la maximale dès le lever du jour, même par temps couvert. Lors des travaux de câblage, il faut être extrêmement prudent, spécialement sur les installations fonctionnant à plusieurs centaines de volts.

IMPORTANT

Pour prévenir ce type de risque, maintenir un tissu **opaque** sur les modules pendant toutes les opérations de câblage pour qu'ils ne produisent pas d'électricité.

Boîtes de connexion

Les modules sont pour la plupart équipés d'une ou deux boîtes de connexion en face arrière, comme nous l'avons expliqué au paragraphe 3.1.4. La figure 5.46 reprend une de ces boîtes de sortie avec les diodes by-pass et son câblage.

Les règles de câblage des modules sont les suivantes :

– les presse-étoupes de sortie doivent être mis vers le bas dans la mesure du possible, sinon sur le côté, mais jamais vers le haut, de façon à éviter le ruissellement de l'eau dans la boîte ;
– la gaine du câble doit entrer dans la boîte de connexion, et le presse-étoupe être serré dessus (figure 5.46) ;
– les presse-étoupe inutilisés doivent être bouchés (soit à l'aide d'un bouchon fourni par le fabricant, soit à l'aide de résine) ;
– le câble qui sort du module doit suivre la règle de « la goutte d'eau » en faisant un U qui dirigera les écoulements vers le bas (figure 5.46) ;
– en cas de doute, on vérifiera les polarités avec un voltmètre à l'intérieur de la boîte de connexion (même sous sa couverture, le module aura une polarité) ;
– une fois les câbles branchés, les connexions seront toutes recouvertes d'une résine de protection genre « colle à froid », ainsi que les sorties de presse-étoupes et le couvercle de la boîte avant fermeture.

Quant au diamètre du câble à utiliser, il doit respecter les règles de dimensionnement définies au § 5.5.6.

© Dunod – La photocopie non autorisée est un délit.
Copyright © 2009 Dunod.

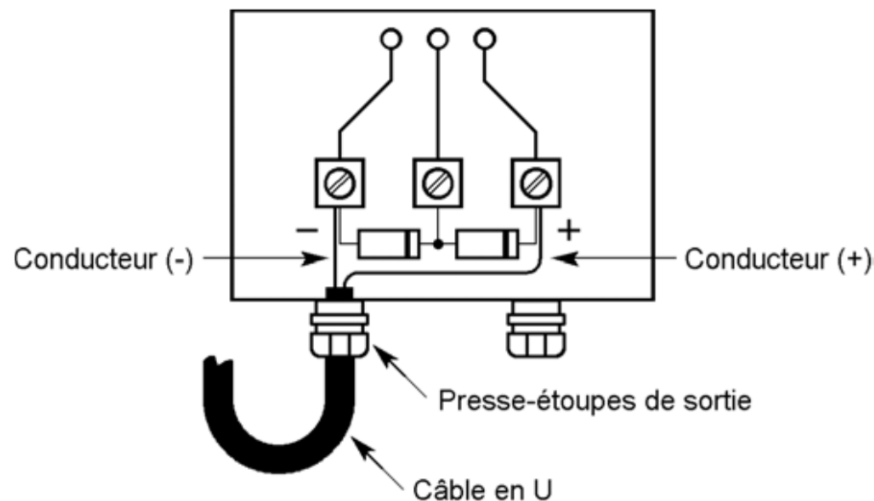


Figure 5.46 – Câblage de la boîte de connexion d'un module.

Si un câble doit traverser une paroi extérieure, le préparer pour qu'il forme aussi un U (goutte pendante) et une traversée du mur en montant (figure 5.47) ajouter de la silicone autour de la section de traversée pour parfaire l'étanchéité. L'eau courant le long du câble aura tendance à tomber au virage et ne pourra pas pénétrer à l'intérieur.

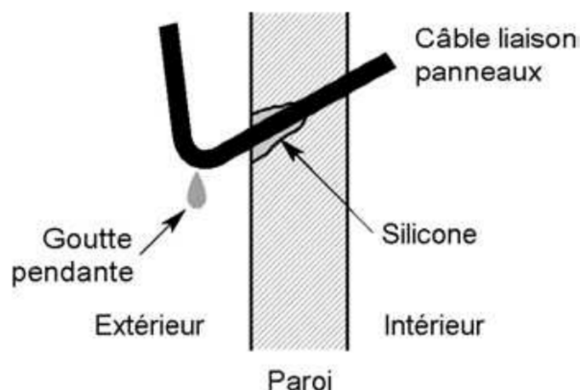


Figure 5.47 – Câble traversant un mur extérieur.

□ Mise en série

Comme on l'a vu à la figure 5.46, une boîte de connexion de module comporte presque toujours deux presse-étoupe, et cela sert aux mises en série. La figure 5.48 montre des câblages en série : (a) avec presse-étoupe vers le bas, plus sûr pour les écoulements, et (b) plus pratique avec des presse-étoupes montés latéralement.

REMARQUE

Dans les deux cas, la gaine située sur les conducteurs entre les deux modules est une pièce rapportée.

Copyright © 2009 Dunod.

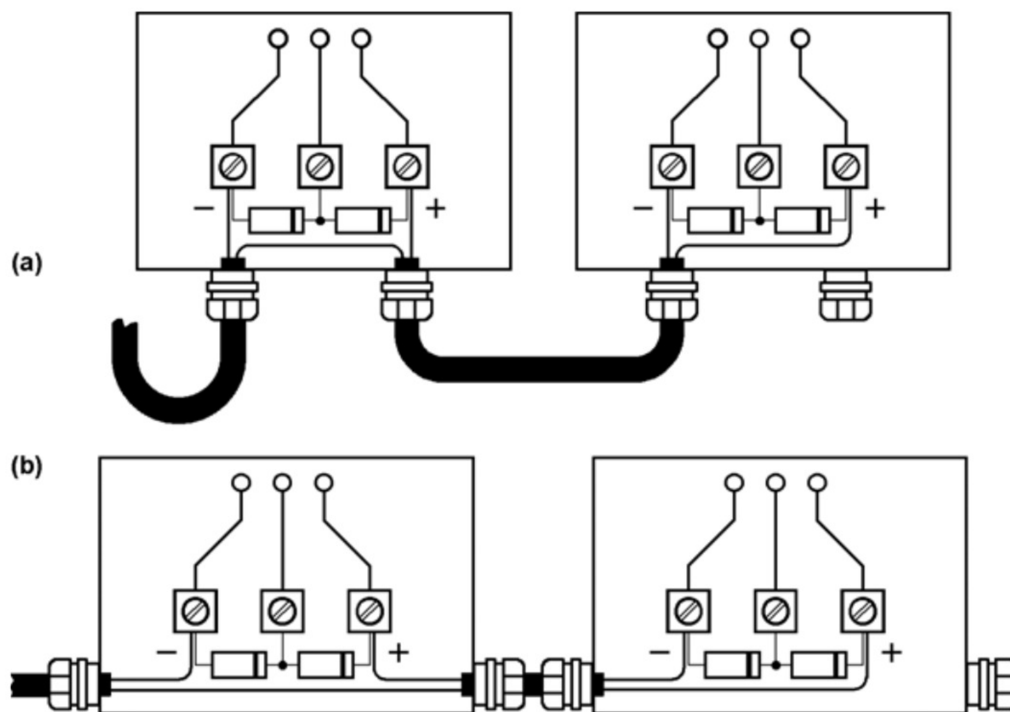


Figure 5.48 – Câblages de modules en série.

□ Mise en parallèle

Ce montage a déjà été évoqué au paragraphe 3.1.6 : il est important de monter des diodes sur chaque branche série avant la mise en parallèle. On pourra employer pour ce faire une boîte de connexion déjà équipée de ces diodes, comme représentée en figure 3.17 : les petits presse-étoupe recevront les câbles modules, et le gros permettra de sortir le câble commun vers le régulateur. Cette boîte est souvent placée sous les modules qu'il réunit, elle aussi avec les sorties de câble vers le bas. Il est intelligent de prévoir une boîte par châssis. La figure 5.49, prise sous le champ de



Figure 5.49 – Câblage de modules sur un système de pompage (Total Énergie).

Copyright © 2009 Dunod.
© Dunod – La photocopie non autorisée est un délit.

modules d'une installation de pompage, montre cette mise en commun des modules sur une boîte (à gauche). À droite, le boîtier de démarrage de la pompe. On remarquera les câblages en U et les boîtiers de sortie de modules avec presse-étoupe en vis-à-vis (figure 5.48).

Si le nombre de modules est élevé, supérieur à la quantité que l'on peut câbler dans une seule boîte de jonction, on prévoira une boîte supplémentaire pour relier entre eux les câbles issus des premières.

Sinon, quand le régulateur comporte plusieurs entrées « panneaux », il permet de réunir en parallèle des groupes de modules en parallèle ou bien différentes chaînes série, ce qui évite cette boîte supplémentaire. On vérifiera bien l'ampérage que supporte chacune de ces entrées. Par exemple, un régulateur charge-décharge 60 A peut comporter quatre entrées 15 A, ce qui permet de monter dessus les câbles de mise en commun de quatre groupes de cinq modules 3 A, chaque groupe ayant été monté sur une boîte de jonction avec diodes.

> **RAPPEL**
>
> Quand les modules sont ainsi réunis au moyen de boîtes comportant des diodes série, il est inutile de mettre une diode anti-retour également dans le régulateur.

□ Entretien des modules

L'entretien au niveau des modules consiste à s'assurer que rien ne gêne l'arrivée du rayonnement solaire et que l'électricité produite est bien transmise au régulateur.

On fera donc un nettoyage des modules à l'eau claire, sans détergent. On vérifiera que les modules sont intacts : pas d'infiltrations, pas de cellules brunies (cf. « hot-spots » au § 3.1.4). On élaguera la végétation autour si elle a poussé pour éviter qu'elle fasse de l'ombre aux panneaux.

On vérifiera les connexions électriques et le serrage des fixations mécaniques, ainsi que l'étanchéité des boîtes de connexion (cf. check-list en annexe 3).

■ Montage et entretien des batteries

Il faut toujours prévoir une bonne ventilation des batteries pour éviter l'accumulation de gaz explosif. Si la batterie n'est pas dans un local spécial, la mettre dans un bac de rétention en matière plastique (genre caisse de rangement) est une bonne protection en cas de fuite d'acide qui attaque toutes les matières organiques. Les batteries fermées sont souvent indispensables pour les applications portables.

Pour les systèmes comportant un grand nombre d'éléments, il faut les disposer de manière symétrique pour faciliter le câblage. On les posera sur un support fourni par le constructeur ou bien sur de simples traverses de bois. Les batteries seront alignées avec leurs connexions et bouchons facilement accessibles. La figure 5.50 montre un exemple de grande batterie dans un système d'électrification rurale dans les Pyrénées espagnoles. Le système comporte deux rangées de douze éléments 2 V/750 Ah montés en série pour une tension nominale de 48 V (capacité totale 36 kWh). Le câblage est ici très simple d'élément 2 V à élément 2 V avec une liaison série du bas vers le haut à l'extrémité droite, les sorties + et – sont aux extrémités

Copyright © 2009 Dunod.

gauches. On remarque, en plus des câbles de puissance, les liaisons supplémentaires de la sonde de température et de la mesure séparée de la tension. Cet exemple montre l'accès facile et optimal aux batteries qui permet de rapidement contrôler l'état des bornes, les niveaux d'électrolyte et éventuellement de mesurer les densités d'acide et la tension de chaque élément.



Figure 5.50 – Groupement de batteries tubulaires.

Pour le groupement de batteries fermées professionnelles, les constructeurs ont parfois des racks pour les disposer à plat et faciliter le câblage. Le positionnement à plat améliore encore le maintien de l'électrolyte qui ne subit pas de variation de pression due à la gravité.

La figure 5.51 présente un exemple de batterie 12 V formée de six éléments 2 V/500 Ah d'un grand fabricant japonais. Le rack doit être solide pour supporter ici un poids supérieur à 100 kg.

Dans les grands systèmes, le nombre élevé de batteries représente un risque pour la sécurité. Une seule batterie contient suffisamment d'énergie pour, en cas de court-circuit, provoquer un incendie et produire beaucoup d'hydrogène si la régulation est défaillante. L'instruction du personnel gérant le parc de batteries est très importante.

© Dunod – La photocopie non autorisée est un délit.

Copyright © 2009 Dunod.

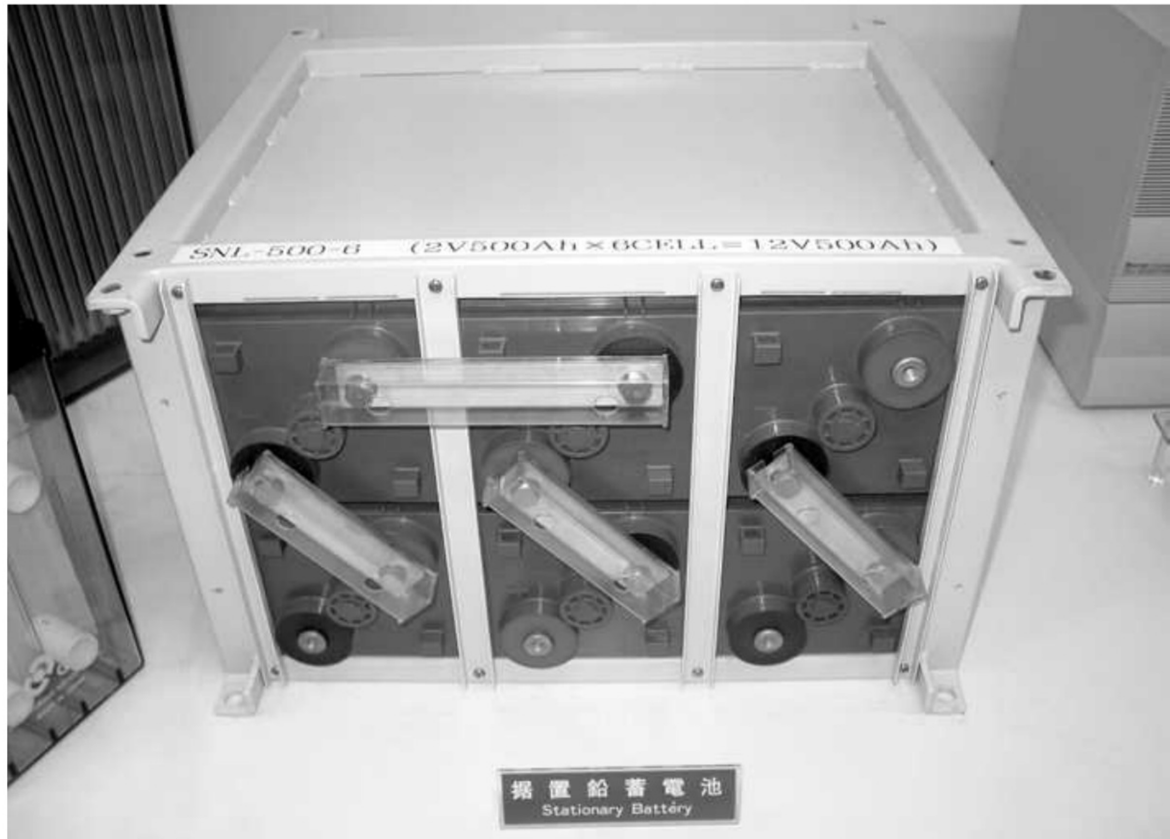


Figure 5.51 – Groupement de batteries fermées.

□ Montage en parallèle

La mise en parallèle de batteries n'est possible que si les batteries sont identiques ; en particulier il ne faut jamais mettre en parallèle deux batteries d'âges différents, la plus ancienne faisant rapidement vieillir la plus récente. Consulter le fabricant avant d'effectuer un tel montage.

En parallèle, il est recommandé de mettre un fusible en série avec chaque batterie ou chaîne de batteries : lors du contrôle en enlevant le fusible, on peut ainsi facilement isoler et mesurer une batterie, et le fusible est une protection de chaîne en cas de court-circuit d'une batterie.

□ Montage en série

Les précautions pour la mise en série sont encore plus drastiques : elle n'est possible que pour des éléments rigoureusement identiques. En effet, si deux batteries de capacités différentes sont mises en série, comme elles sont parcourues par le même courant, la plus petite en fin de charge sera surchargée et lors de la décharge, elle sera en situation de décharge profonde et donc vouée à une mort certaine.

Par contre, pour obtenir une certaine capacité, il vaut mieux mettre en série de grands éléments plutôt que des petits en parallèle. Par exemple pour obtenir 12 V/500 Ah, il est préférable de prendre deux batteries de 6 V/500 Ah en série que deux batteries de 12 V/250 Ah en parallèle.

Copyright © 2009 Dunod.

Haute tension

Pour les batteries comportant beaucoup d'éléments en série, il faudra surveiller étroitement l'évolution des tensions de chaque élément, surtout si les cycles de charge/décharge sont importants : pour une batterie utilisée dans une alimentation de secours comportant plus de 100 éléments en série, les décharges sont rares et partielles, ensuite la recharge est lente et la batterie est gardée en *floating*, ce qui permet une lente égalisation des éléments. Dans un système solaire, on effectue en général des cycles beaucoup plus importants et on risque en fin de charge de surcharger les éléments les plus faibles et en décharge de complètement les vider jusqu'à inverser leur polarité. Dans un grand système installé en Méditerranée dans les années 1980, la surcharge d'un élément de batterie 200 V a provoqué un incendie. Pour pallier cet inconvénient, on peut utiliser un régulateur qui mesure tous les éléments et transfère de l'énergie entre eux pour les équilibrer (§ 5.1.1).

□ Sécurité et information

Systèmes en pays chauds

Les batteries au plomb sont largement utilisées dans des sites ruraux de pays chauds. Beaucoup de systèmes ont été subventionnés par des ONG (Organisations non gouvernementales) qui ont également étudié le comportement des usagers et la fiabilité des installations. De ces études on peut retirer beaucoup d'informations pratiques sur la manière d'éduquer les utilisateurs et sur les mesures à prendre pour garantir une longue durée de vie de ces systèmes.

Une étude au Mexique[1] a montré par exemple que l'information « surveiller le niveau d'eau des batteries » était comprise comme « les batteries ont besoin d'eau tout comme les plantes », ce qui conduisait plusieurs utilisateurs à régulièrement ajouter de l'eau dans les batteries, même sans nécessité. L'information « eau distillée » était comprise comme « eau propre » et les utilisateurs ajoutaient de l'eau de provenances diverses et bouillie pour la désinfecter.

L'implantation de systèmes photovoltaïques en sites ruraux doit absolument s'accompagner de la formation de personnel de maintenance qui pourra suivre les installations. Dans le budget de fonctionnement, il faut prévoir au départ un poste pour le suivi et la maintenance et un poste pour le remplacement des batteries après quelques années. Il faudrait également envisager le recyclage des batteries pour éviter que n'apparaissent quantité de décharges locales de batteries usagées.

Sécurité du courant continu

Les batteries contiennent une quantité importante d'énergie et dans les grands systèmes, la tension continue élevée représente un risque non négligeable : en courant continu, si un arc apparaît entre deux conducteurs, il est beaucoup plus difficile à éteindre qu'en alternatif parce que la tension ne passe pas par zéro à chaque alternance. Ce danger est encore plus important côté panneaux où la tension de circuit ouvert est au moins 1,5 fois la tension nominale.

1. J. Agredano *et al.*, *Hybrid Systems : the Mexican Experience*, Proceedings on PV Hybrid Power Systems Conference, Aix-en-Provence, september 7-9, 2000.

© Dunod – La photocopie non autorisée est un délit.
Copyright © 2009 Dunod.

Si deux câbles de polarités opposées se touchent, trois cas peuvent se produire :

– s'ils sont proches des batteries, ils fondent en général et disparaissent ;
– s'ils sont longs, ils peuvent chauffer et dissiper l'énergie pour à terme vider complètement la batterie : par exemple un système à régulateur série était installé dans une auberge de montagne ouverte le week-end seulement. Les diodes de blocage étaient montées dans les boîtes de connexion des panneaux et la liaison batterie passait uniquement par un relais fermé lorsque les batteries étaient en charge ; en semaine, par vent très violent, le support panneaux a plié et provoqué un court-circuit sur le câble panneaux-régulateur et comme le câble était suffisamment résistif pour dissiper l'énergie, les batteries se sont complètement vidées ;
– en chauffant au rouge, ils peuvent provoquer un incendie.

Il est important de monter des fusibles sur les bornes des batteries et ces fusibles doivent sauter même si un court-circuit apparaît à l'extrémité la plus éloignée du câblage.

Précautions lors de la manipulation des batteries

Ces consignes sont indispensables pour les installateurs et ceux qui font la maintenance des batteries :

– utiliser des outils isolés pour éviter tout court-circuit accidentel ;
– ne pas laisser d'objets métalliques à proximité, pour la même raison ;
– pour les batteries « ouvertes » : les déplacer avec précautions pour ne pas renverser de l'électrolyte (qui contient de l'acide), de préférence avec leur bac de rétention ;
– se laver les mains après la manipulation ;
– si l'électrolyte a touché une partie de la peau de la personne, rincer abondamment à l'eau claire ;
– s'il a atteint les yeux, voir un service médical.

Au sujet des courts-circuits, en connectant deux batteries de 12 V/40 Ah en série, un monteur a touché avec sa clé anglaise la borne de polarité opposée à celle qu'il était en train de serrer et cette borne a été totalement volatilisée : il était alors impossible d'utiliser la batterie où une borne n'existait plus.

□ Batterie NiMH

Le montage des éléments NiMH de faible capacité (type bouton ou bâton) répond à d'autres règles, qui sont celles de l'électronique et des piles jetables (languettes soudables, connexions par fils…). Par contre les recommandations qui précèdent concernant la mise en série et parallèle, l'entretien des contacts, sont parfaitement valables. Pour constituer une batterie au Ni de tension utilisable, on met en série facilement cinq à dix éléments (6 ou 12 V) : il est impératif d'appairer ces éléments pour espérer faire durer sa batterie sinon, lors de la décharge, si on descend assez en tension, on risque d'inverser la tension des éléments les plus faibles, ce qui les fera vieillir très rapidement et provoquera la panne du système. De même, la surcharge fait vieillir rapidement les accumulateurs au nickel : c'est la cause principale de « l'effet mémoire » observé avec les éléments NiCd, effet qui fait baisser la capacité lors de

Copyright © 2009 Dunod.

surcharges répétées. Les éléments au NiMH sont moins sensibles à ce problème mais il faut toutefois éviter les surcharges pour faire durer sa batterie.

□ Entretien des batteries

Une check-list des principales mesures à effectuer par le personnel de maintenance est présentée en annexe 3. Pour les utilisateurs individuels, on simplifiera la procédure pour insister sur quelques points principaux.

Pour tout type de batterie

Observation du comportement en fin de charge de la batterie : avec un régulateur « tout ou rien » les cycles doivent se ralentir et la batterie rester en mode pleine charge après quelques heures sans consommation. Si les cycles de fin de charges restent rapides, il y a de grandes chances que la batterie a perdu sa capacité. En particulier avec un système mobile (lanterne solaire, radio rechargeable…), si l'indicateur de pleine charge s'allume rapidement après que l'appareil est connecté à son chargeur, cela indique que la batterie a sa tension qui monte rapidement et qu'elle n'accepte plus la recharge, donc que sa capacité a fortement baissé.
Avec un régulateur PWM à tension constante, il est plus difficile d'observer de tels comportements ; dans ce cas, si les cycles de décharge après charge complète se raccourcissent, cela indique une baisse de capacité.

Batterie ouverte

– Contrôle visuel des niveaux d'eau et au besoin ajout d'eau distillée (il y a normalement deux indicateurs de niveau MIN et MAX).
– Si le régulateur n'est pas équipé d'un dispositif « charge forcée » (*boost charge*) automatique, on pourra remplacer cette fonction par un interrupteur shuntant le régulateur et permettant une surcharge occasionnelle de la batterie à effectuer pendant une à cinq heures (suivant le niveau de courant) une fois par mois (compléter ensuite l'électrolyte). Cette charge d'égalisation devra être effectuée après chaque baisse importante de tension entraînant la coupure des utilisateurs. Ceci ne sera possible que pour des utilisateurs ayant un minimum de connaissances techniques.
– Entretien des connexions et nettoyage des contacts.

Batterie fermée au plomb

– Ne jamais effectuer de charge d'égalisation qui pourrait sécher la batterie mais utiliser un régulateur avec coupure de fin de charge adapté au seuil de surcharge spécifié par le constructeur.
– Contrôle de la tension et des connexions et dans le cas de grands systèmes, mesure des tensions des éléments isolés pour vérifier l'équilibre de la batterie.

Batterie NiMH

Contrôle des connexions entre éléments ou de l'état du support de batteries ; nettoyage des oxydations éventuelles.

© Dunod – La photocopie non autorisée est un délit.
Copyright © 2009 Dunod.

■ Montage et entretien du régulateur et autres composants

Nous donnons ci-dessous quelques recommandations qui peuvent s'appliquer à la majorité des régulateurs, cependant il est important de suivre les instructions données par les fabricants qui peuvent différer dans certains cas.

□ Montage mécanique des régulateurs

Un régulateur doit être fixé proche des batteries à un emplacement facile d'accès pour pouvoir contrôler ses indications et instruments de mesure. Si la puissance installée est importante (> 100 W), il faut veiller à la circulation de l'air qui doit refroidir les diodes de blocage et les transistors interrupteurs. L'emplacement idéal est contre une paroi à hauteur d'yeux au-dessus des batteries pour un petit système. Les câbles liés au régulateur seront fixés et clairement identifiés pour une maintenance future. Les sorties de câbles seront toujours sous l'appareil ou éventuellement sur le côté (avec plus de précautions) pour éviter toute pénétration d'eau courant le long d'un câble. Si le coffret est situé dehors, bien respecter la règle de la « goutte d'eau » en entrant dans les presse-étoupes par un câble en U (figures 5.46 et 5.47).

□ Montage électrique des régulateurs

Connexions spéciales

Les remarques ci-dessous sont valables pour tout type de régulateur et ne dépendent pas de la technologie utilisée.

Compensation thermique : si le régulateur est équipé d'une compensation thermique à sonde externe, soit la sonde est collée sur une des batteries, soit elle est bridée au câble de batterie pour mesurer la température correctement à hauteur des accumulateurs.

Mesure de tension séparée : si le régulateur a des entrées pour la mesure de la tension indépendamment des entrées courant, on effectuera cette mesure directement sur les bornes de la batterie pour éviter la chute de tension du fusible série. La section de câble n'est ici pas importante, la mesure consommant extrêmement peu de courant : on choisira un câble pratique correspondant aux connecteurs à disposition.

Régulateur shunt

Les régulateurs *shunt* ne doivent pas, en général, être connectés aux panneaux solaires sans qu'une batterie soit déjà branchée (sans batterie, ils oscillent et dissipent parfois trop d'énergie).

Pour réaliser les liaisons régulateur-batteries & panneaux, procéder comme suit :

1. Préparer les deux câbles sans rien connecter.
2. Connecter le câble batterie en commençant aux bornes du régulateur.
3. Finir la liaison en connectant la batterie.
4. Connecter le câble panneaux-régulateur en commençant aux bornes du régulateur.

REMARQUES

– Observer l'état des LED (diodes lumineuses) ou instruments de mesure qui doivent indiquer dans quel état est le régulateur lors de chaque opération.

– Une diode « pleine charge » clignotant rapidement indique souvent une connexion batterie ouverte (voir doc. du fabricant). Auquel cas, vérifier le câblage.

Copyright © 2009 Dunod.

Régulateur série

Les régulateurs série risquent moins d'être endommagés s'ils sont laissés sans connexion batterie, cependant dans ce cas, il faut éviter tout court circuit si le câble batterie est resté en l'air, ce qui pourrait surcharger le transistor de régulation.

Pour relier le régulateur à la batterie et aux panneaux, procéder comme suit :

1. Préparer les deux câbles sans rien connecter.
2. Connecter le câble batterie en commençant aux bornes du régulateur.
3. Finir la liaison en connectant la batterie.
4. Connecter le câble panneaux-régulateur en commençant aux bornes du panneau (attention à la tension ouverte). Veiller à ne pas tirer d'arc électrique qui provoquerait une corrosion rapide des contacts.

REMARQUES

Observer l'état des LED (diodes lumineuses) ou instruments de mesure qui doivent indiquer dans quel état est le régulateur lors de chaque opération.

Une diode « pleine charge » toujours allumée indique en général une connexion batterie ouverte (sauf si la batterie est réellement pleine).

Régulateur à MPPT

La technologie utilisée par les régulateurs à MPPT est souvent plus proche de celle des régulateurs série que shunt, cependant chaque fabricant a sa technique et on ne peut pas donner de recommandation générale : il faut pour ces régulateurs absolument suivre le manuel de montage.

□ Liaisons régulateur-récepteurs

Récepteurs DC

Pour ce câblage, il n'y a pas de différence selon les technologies de régulation. Il faut en premier lieu connaître les composants de délestage utilisés dans la partie « protection décharge » du régulateur.

– Si la sortie est coupée par un relais, il n'y a en général pas de potentiel privilégié pour la terre.

– Si la sortie est coupée par un transistor (en général MOSFET), il faut savoir quel pôle est commun pour éviter de shunter par inadvertance le transistor et rendre la protection sans effet. Les petits régulateurs utilisent parfois un transistor MOS canal n coupant le pôle négatif : dans ce cas, il faut absolument éviter de « ponter » le pôle (–) de la batterie avec le pôle (–) des récepteurs et faire une mise à terre éventuelle du pôle (+) (§ 5.1.4).

– Dans les régulateurs plus sophistiqués, la sortie est souvent contrôlée par un ou plusieurs transistors MOS canal n mais connectés en série du pôle positif, ce qui demande un circuit de commande plus complexe.

© Dunod – La photocopie non autorisée est un délit.
Copyright © 2009 Dunod.

Pour le câblage des récepteurs, on s'assurera que les prescriptions locales sont respectées pour garantir la conformité de l'installation :

1. ôter le fusible protégeant la sortie du régulateur ;
2. préparer tout le câblage des récepteurs, interrupteurs et accessoires ;
3. tester à l'ohm-mètre entre le + et le – que le câblage des récepteurs n'a pas de court-circuit (interrupteurs de récepteurs ouverts !) ;
4. remettre le fusible de sortie ;
5. tester les récepteurs.

Pour de grands systèmes, il est assez pratique de diviser les récepteurs par étages ou endroits et d'avoir un tableau électrique centralisé avec des disjoncteurs pour chaque division. Veillez aussi à respecter les normes électriques locales.

Récepteurs AC

Pour ce type de système, seule la partie DC, entrée de l'onduleur est spécifique au photovoltaïque, le reste en AC est traditionnel.
L'onduleur sera monté le plus proche possible des accumulateurs pour un rendement optimal. Il sera relié en général directement aux batteries car équipé de son propre délestage en basse tension. La section du câblage doit impérativement respecter le niveau de courant parfois très élevé : par exemple pour une liaison de 1 m avec un onduleur de 1 000 W sous 24 V, le courant maximal sera proche de 50 A (en tenant compte du rendement) ; avec un câble de 2×6 mm^2, les pertes maximales seront d'environ 1,4 % et l'échauffement du câble à la limite de la valeur recommandée de 7 A/mm^2.
Un fusible ou disjoncteur, s'il n'est pas incorporé à l'onduleur, doit être prévu dans cette liaison pour pouvoir découpler et protéger l'onduleur.

☐ Entretien des régulateurs

Les régulateurs nécessitent en principe très peu d'entretien. Les éléments à contrôler sont : le serrage des borniers et la tenue des câbles. Les paramètres de fonctionnement ne devraient pas changer dans le temps sauf après une surcharge occasionnée par exemple par un impact de foudre proche du système ; dans un tel cas, on surveillera que le fonctionnement de fin de charge est correct et que la charge s'arrête.

☐ Entretien des câblages

La qualité du câblage doit être contrôlée surtout aux interconnexions : dans une région à climat tempéré et sec, un contrôle annuel est suffisant mais si l'atmosphère est humide ou saline, il faudra augmenter la fréquence des contrôles. En testant la tenue des câbles (fixation), on peut déceler un relâchement des connexions aux borniers et ainsi éviter des corrosions possibles.

☐ Entretien des lampes fluorescentes

Voir annexe 3 – check-list des opérations de maintenance.

Copyright © 2009 Dunod.

5.6 Cas pratiques

Parmi les quatre exemples autonomes présentés ici, les trois premiers (l'application de télémesure, le chalet et la ferme) ont été créés de toutes pièces par les auteurs et n'ont que valeur d'exemple. Ils comportent peut-être quelques invraisemblances involontaires, indépendantes de la technique photovoltaïque, mais ils s'inspirent de cas réels. Les matériels alimentés ne sont pas explicités en détail, on se bornera à décrire les caractéristiques indispensables à l'exposé, typiques et réalistes.
En revanche, le quatrième cas est parfaitement réel. Il s'agit d'une petite station d'épuration installée dans le Vaucluse.
Toutes les solutions d'alimentation photovoltaïque décrites ici sont fonctionnelles et parfaitement applicables.

5.6.1 Télémesure en Normandie

Ce cas relève d'une problématique « application professionnelle », de très faible puissance, dans une région mal ensoleillée. La présentation se fera en trois étapes, suivant le déroulement du projet : tout d'abord on décrira le **cahier des charges**, puis on effectuera une **analyse critique et des calculs** pour faire des choix, et enfin on montrera **les solutions techniques** retenues et leur mise en place.

■ Cahier des charges

Cette partie décrit les besoins « du point de vue du client » : ses souhaits, ses choix et ses contraintes techniques.

□ Contexte

La Société B&B est spécialisée dans le retraitement d'eaux usées contenant des rejets spécifiques en provenance de diverses industries. Ces fluides transitent de leurs lieux d'émission jusqu'au site de traitement à travers un réseau de canalisations, pour la plupart isolées en pleine campagne, sur un secteur situé en Normandie.
Afin de connaître quasiment en temps réel les flux circulant dans ces canalisations, il est décidé d'installer des débitmètres avec transmission d'information jusqu'à un poste de contrôle pour centraliser les données sur les volumes d'effluents à traiter.
On aura recours pour ce faire à des postes de télémesure munis chacun d'un débitmètre immergé et d'un transmetteur GSM. Ils sont capables de mesurer et de transmettre en permanence. Comme la plupart des sites ne disposent pas de source d'énergie du fait de leur isolement, il faudra trouver une solution d'énergie autonome. On regardera néanmoins aussi la possibilité de se raccorder au secteur.

□ Besoin énergétique

Description du matériel retenu

Les techniciens ont choisi du matériel ayant les propriétés suivantes :

– alimentation en courant continu,
– faible consommation électrique,
– programmable.

© Dunod – La photocopie non autorisée est un délit.
Copyright © 2009 Dunod.

Ceci afin de permettre le recours à une énergie de type pile, énergie solaire ou batteries rechargeables.

Le débitmètre n'a qu'un régime de fonctionnement et il consomme 250 mA sous 12 VDC (soit 3 W). Son électronique de mesure est munie d'un détecteur « batterie basse » qui envoie un signal d'alarme grâce au GSM lorsque la tension d'alimentation atteint le seuil bas de 10,5 V. Cette fonction permet une surveillance à distance du bon fonctionnement de l'alimentation quelle qu'elle soit.
Le transmetteur GSM, lui, consomme 30 mA en veille. En transmission, les essais en fonction de la portée et des obstacles entre les postes de mesure et le central ont montré que 150 mA étaient suffisants dans tous les cas.
Comme il n'a pas de fonction de réception, mais seulement d'émission, il n'aura pas besoin de rester en veille « à l'écoute » d'un message éventuel. Seul le mode émission à 150 mA sera utilisé
Ces deux composants peuvent être commandés par une carte externe de façon à ne pas être maintenus en permanence, mais à fonctionner seulement à la demande. On ajoute donc une carte de commande, consommant 50 mA en fonctionnement, servant également de stockage des données. Elle sera elle-même mise en veille la plupart du temps et « réveillée » grâce à une carte horloge, consommant seulement 250 µA.

Optimisation du fonctionnement dans le temps

Au départ, le client affirme qu'il faut mesurer les débits « en permanence ». À ce stade de l'avancement du projet, on va chercher à diminuer les consommations, il faut donc réfléchir à ce qui est vraiment nécessaire ou non.

REMARQUE

Cette phase du projet est essentielle : on verra plus loin c'est cette optimisation du fonctionnement des appareils dans le temps qui a rendu le projet possible. On a divisé par plus de 100 la consommation totale par jour ! Le rôle du professionnel de l'énergie solaire est primordial à ce stade pour aider le client à avoir un regard critique sur son propre besoin.

À partir de l'expérience acquise, une analyse du besoin *réel* d'information est donc effectuée. En effet, il convient de nuancer la notion de « mesure en temps réel », et de se poser des questions telles que : quelle quantité d'information peut-on traiter par jour, ou bien : à quelle fréquence est-il utile de mesurer le débit dans chaque canalisation ?
L'étude des variations de débit effectifs déjà constatées et les conditions de fonctionnement du retraitement amènent à la conclusion qu'une mesure toutes les quatre heures suffit à la bonne marche des opérations.
Les postes seront donc mis en veille la plupart du temps et seront déclenchés toutes les quatre heures pour effectuer la mesure et la transmission de l'information.
Cette conception « optimisée » permettra une consommation globale très réduite.

Cahier des charges électrique optimisé

Résumé des conditions de fonctionnement retenues :

– Tension nominale : 12 VDC

Copyright © 2009 Dunod.

– Plage de fonctionnement : 11 V-15 V
– Courants consommés :
  • Carte horloge (24 heures/24) : 250 µA
  • Débitmètre + carte d'acquisition : (6 fois sur 24 heures) : 250 + 50 soit 300 mA pendant deux minutes
  • Transmission GSM (six fois sur 24 heures) : 150 *mA* pendant une minute
  • Consommation globale :

$$0{,}25 \text{ mA} \times 24 \text{ h} + \frac{(300 \text{ mA} \times 6 \times 2 \text{ min}) + (150 \text{ mA} \times 6 \times 1 \text{ min})}{60} =$$

81 mAh par jour[1]

Consommation de pointe : 300 mA[2].

On notera Q_{cons} cette énergie électrique consommée sur 24 heures (en Ah). La figure 5.52 matérialise son déroulement dans le temps.
Au passage, imaginons ce que le système aurait consommé si par exemple on avait laissé les appareils en fonction permanente (surface hachurée) : le système aurait eu besoin de : (300 + 150) mA × 24 h = 10,8 Ah/jour, soit 130 fois plus d'énergie.

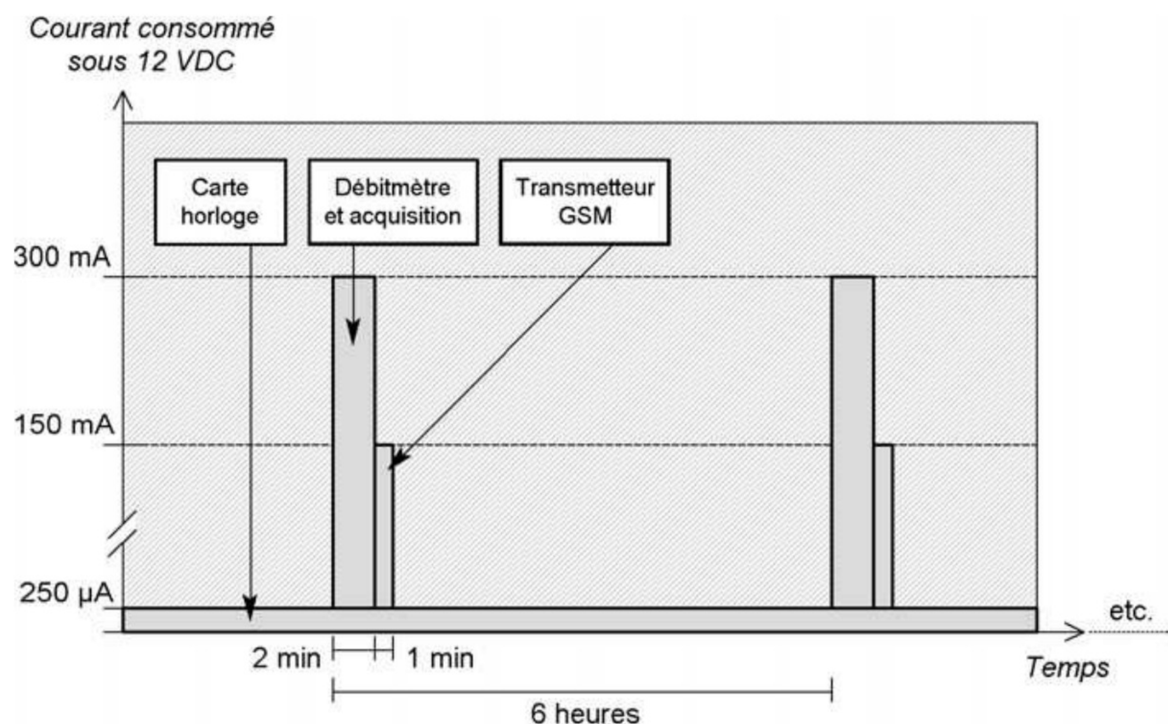


Figure 5.52 – Profil de consommation de l'ensemble débitmètre + transmission.

Copyright © 2009 Dunod.
© Dunod – La photocopie non autorisée est un délit.

1. L 'expression « par jour », en parlant d'une consommation ou d'un rayonnement solaire, signifie toujours « par période de 24 heures »
2. Puisque le débitmètre et le GSM ne fonctionnent pas en même temps.

☐ Sites d'implantation et contraintes d'exploitation

Lieux et contraintes d'implantation

Les sites à équiper sont au nombre de douze. Pour savoir quelle énergie va être utilisée sur chacun d'entre eux, on examine leur situation une à une.

– Les sites n° 1 à 9 sont situés en plein champ, sur des collines peu accessibles ou au bord d'un chemin, et reçoivent tous une bonne exposition solaire.
– Le site n° 10 est à proximité de l'usine de retraitement, à 50 m du bâtiment des gardiens.
– Les sites n° 11 et 12 sont dans un bois.

Le bureau d'études a par ailleurs proposé un premier coffret pour placer l'électronique et le transmetteur (les débitmètres sont enterrés). Il mesure 50 × 40 × 30 cm, et comporte une porte fermant à clé. Idéalement, il faudrait que tout tienne dedans, y compris la source d'énergie.
De plus, il faut penser au vol et au vandalisme et faire en sorte de limiter au maximum les tentations en rendant le matériel invisible ou inviolable.

Durée de vie et maintenance

La durée de vie des débitmètres et de l'électronique utilisée est estimée à six ans. Par sécurité et par souci d'économie, il est souhaitable de prévoir uniquement :

– une première visite deux mois après la mise en service,
– une deuxième visite à mi-parcours, soit au bout de trois ans.

Et aucune autre visite de maintenance. Idéalement, les sites resteront donc totalement isolés pendant trois ans afin de n'engendrer aucun frais de fonctionnement.

Données climatiques

Outre les valeurs d'ensoleillement qui seront identifiées par la société qui fournira les alimentations photovoltaïques, le client s'informe sur les paramètres climatiques de la région concernée :

– températures ambiantes extrêmes : – 15 °C, + 35 °C ;
– températures courantes : – 5 °C, + 25 °C ;
– vent (hors tempête exceptionnelle) : 110 km/h maximum ;
– neige : 50 cm maximum (trois à quatre jours par an) ;
– pas de milieu salin, pas de contraintes chimiques particulières[1].

■ Analyse et solutions techniques

La question qui se pose maintenant est la suivante :
Quelles solutions d'énergie sont les mieux adaptées à ces douze sites à alimenter de façon à satisfaire le cahier des charges au moindre coût ?
On va donc d'abord dimensionner et chiffrer les solutions afin de faire ces choix.

1. Les panneaux solaires ne doivent pas être exposés à des fumées acides par exemple.

Copyright © 2009 Dunod.

Énergie électrique du secteur

Alimenter ces postes de très faible consommation à partir d'un réseau EDF moyenne tension en se branchant sur un poteau en bord de route paraît tout à fait exclu : il faudrait un poste de transformation spécifique, avec comptage indépendant comme pour un habitat individuel, sans compter la tranchée pour rejoindre le lieu d'implantation du débitmètre.
Par contre, si on dispose de 230 VAC non loin, on peut envisager d'installer un câblage enterré. La rentabilité de cette solution dépendra de la distance à parcourir. Compte tenu du terrain assez facile, le coût d'un tel raccordement est estimé à 50 € par mètre de tranchée. La puissance maximale consommée est égale à 300 mA × 12 V = 3,6 W. Il faut donc ajouter un petit transformateur 230 VAC/12 VDC de 5 W, mais son coût est négligeable (10-20 €). L'investissement serait donc de 2 500 € pour 50 m et de 5 000 € pour 100 m (selon la distance entre le poste et le réseau 230 V).

Solution pile ou batterie sans apport d'énergie solaire

Voyons maintenant s'il est possible d'alimenter le système en continu à l'aide d'une pile ou d'une batterie sans interruption pendant au moins trois ans (puisque c'est la durée minimale demandée).
Théoriquement, la consommation totale en capacité sur trois ans est de :

$$\frac{81 \times 3 \times 365}{1\,000} = 88{,}7\,\text{Ah}$$

On a divisé la consommation journalière par 1 000 pour exprimer le résultat en Ah.

Rappelons qu'une capacité utile (C_u) exprime la capacité nécessaire dans les conditions réelles, alors que la capacité nominale (C_n) s'exprime, elle, à 25 °C et dans des conditions de décharge particulière (courant de décharge C/20 en général). Il faut donc ajouter à cette capacité un coefficient pour tenir compte du froid et d'autres pertes éventuelles (cela dépend de la technologie retenue). On prendra un coefficient de 0,7, sachant que la température minimale du lieu est de – 15 °C.

$$C_u = C_n \times 0{,}7$$

$$C_n = \frac{C_u}{0{,}7}$$

$$C_n = \frac{88{,}7}{0{,}7} = 127\,\text{Ah}$$

La solution **batterie rechargeable** au plomb seule n'est malheureusement pas envisageable : les meilleures batteries ont une autodécharge de 50 % par an. Même sans fournir du courant d'alimentation, elles ne peuvent rester chargées plus de deux ans. Il n'est donc pas possible de les laisser trois ans sans recharge.

Si l'on souhaite recourir à une **pile**, on pourra la décharger complètement, donc la capacité utile requise pour trois ans de fonctionnement est de 127 Ah.
La pile retenue doit donc répondre aux caractéristiques suivantes :

– tension nominale : 12 V ;
– capacité disponible : 127 Ah entre 11 et 14 V ;

© Dunod – La photocopie non autorisée est un délit.
Copyright © 2009 Dunod.

– tenue au froid : 70 % de capacité minimum à – 15 °C ;
– durée de vie : trois ans entre – 5 et + 25 °C (– 15 et + 35 °C en pointe).

Les seules piles disponibles dans ces capacités à des prix abordables sont les piles Zinc-Air et les piles à dépolarisation par air.
Le produit le mieux adapté en capacité est une Zinc-Air 8,4 V, 130 Ah de dimensions 162 × 122 × 182 mm, 3,9 kg, coût unitaire 20,50 €. Il en faudra deux en série, plus un petit convertisseur DC/DC « vers le bas » (§ 5.1.3) pour ramener la tension à 11-14 V. Coût du convertisseur : 15 €. Sur une période de six ans, il faudra remplacer une fois le jeu de deux piles, donc faire venir un technicien (frais d'intervention 40 €). Le budget total de cette solution sur six ans sera donc de 137 €.
Dans ce cas, on s'aperçoit que le stockage employé est évidemment nettement supérieur à celui de l'alimentation solaire puisque la durée de fonctionnement qui leur est demandée est beaucoup plus conséquente (trois ans, contre une dizaine de jours pour une alimentation photovoltaïque).

□ Solution photovoltaïque

On ne peut faire des choix de matériel qu'avec un bilan énergétique précis tenant compte des données d'ensoleillement du lieu et des produits disponibles concrètement.

Rayonnement solaire exploitable

Deux solutions sont envisagées pour l'emplacement du panneau, la première pour optimiser l'énergie solaire reçue, la seconde pour rendre le panneau invisible et donc pratiquement inviolable :

– installation « optimale » : vers le Sud et incliné à 60° par rapport à l'horizontale ;
– installation « invisible » : à plat sur le dessus du coffret, à l'horizontale.

Les données d'ensoleillement doivent être celles d'une station météo représentative de la région concernée. En figure 5.53, un extrait de la carte de France (provenant de l'Atlas européen du rayonnement solaire[1]) sur lequel on a repéré par des hachures la région où seront implantés nos systèmes de mesure.

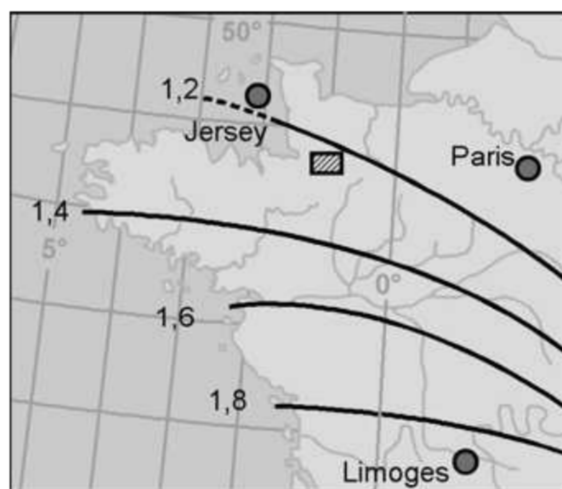


Figure 5.53 – Zone géographique où seront implantés les débitmètres (hachurée) – Carte complète en annexe 2.

1. Ces valeurs de rayonnement sont données en Annexe 2 et les références de l'*Atlas du rayonnement solaire* en bibliographie.

Copyright © 2009 Dunod.

Pour ne pas risquer de surestimer les données, on prendra le site météo de Jersey, proche de ce secteur du côté pessimiste (ensoleillement le plus faible du secteur).
On utilisera donc les données fournies par l'*Atlas européen du rayonnement solaire* dans les deux configurations envisagées :

Tableau 5.20 – Données de rayonnement global journalier à Jersey (valeurs moyennes en Wh/m².jour).

	Janv.	Févr.	Mars	Avril	Mai	Juin	Juill.	Août	Sept.	Oct.	Nov.	Déc.
Horizontale	806	1 598	2 882	4 296	5 335	5 991	5 606	4 549	3 376	2 133	990	646
60° Sud	1 350	2 430	3 590	4 330	4 600	4 810	4 660	4 290	3 880	3 090	1 640	1 230

Pré-dimensionnement

Réalisons d'abord un calcul approché de la puissance crête du panneau et de la capacité de la batterie comme décrit au chapitre 1.2.1 avec des coefficients réducteurs estimatifs.
Le nombre de jours d'autonomie sans apport solaire (N_{ja}), paramètre essentiel pour la fiabilité du système, sera pris égal à dix jours eu égard au climat de la Normandie (succession de journées avec un ensoleillement très défavorable).

RAPPEL
La consommation électrique journalière (Q_{cons}) est de 81 mAh sous la tension de fonctionnement de 12 V. En Wh cela donne 81 × 12 = 972 mWh.

On calcule la puissance requise pour le panneau solaire à 12 V aux deux orientations choisies, avec un coefficient réducteur au départ égal à 0,7.
Rappelons que le rayonnement solaire journalier E_{sol} qui entre dans ce calcul est le plus défavorable de l'année (en décembre dans les deux cas qui nous occupent) :
$E_{sol} = 0{,}646\ \text{kWh/m}^2$. jour pour l'implantation horizontale, et
$E_{sol} = 1{,}23\ \text{kWh/m}^2$. jour pour l'implantation 60° Sud.
Donc :

$$P_c = \frac{0{,}081 \times 12}{0{,}646 \times 0{,}7} = 2{,}1 \text{ Wc dans le cas d'une implantation à l'horizontale}$$

$$P_c = \frac{0{,}081 \times 12}{1{,}23 \times 0{,}7} = 1{,}1 \text{ Wc dans le cas d'une implantation 60° Sud}$$

REMARQUE
Puisque tous les composants du système seront en 12 V et proches les uns des autres, on peut aussi calculer directement le courant STC demandé au panneau à l'aide de la formule suivante, avec un coefficient de pertes en courant C_p de 0,8 en première approximation :

$$I_m = \frac{Q_{cons}}{E_{sol} \times C_p} = \frac{81}{0{,}646 \times 0{,}8} = 157\,\text{mA} \text{ dans le cas d'une implantation à l'horizontale}$$

$$\text{et } I_m = \frac{Q_{cons}}{E_{sol} \times C_p} = \frac{81}{1{,}23 \times 0{,}8} = 82{,}3\,\text{mA} \text{ dans le cas d'une implantation 60° Sud.}$$

© Dunod – La photocopie non autorisée est un délit.
Copyright © 2009 Dunod.

Quant à la batterie, on la calcule dans un premier temps de la façon suivante :
Capacité requise pour une autonomie de dix jours avec un coefficient réducteur initial de 0,6 :

$$C_n = \frac{10 \times 0{,}081}{0{,}6} = 1{,}35 \text{ Ah}$$

On réalise dès à présent que l'alimentation solaire sera de petite taille : un panneau de l'ordre de 1 à 2 Wc avec une batterie de 1 à 2 Ah.

Choix des technologies et dimensionnement définitif

On doit maintenant identifier précisément les matériels et confirmer le bilan d'énergie. Tout d'abord, nous allons regarder s'il ne serait pas intéressant dans ce cas de travailler avec un stockage intersaisonnier.

Stockage intersaisonnier : Expliquons ce principe de fonctionnement. Au lieu de prendre un panneau adapté à l'ensoleillement de décembre, le plus bas de l'année, on le choisit plus petit, adapté par exemple à l'ensoleillement d'octobre ou novembre, plus favorable. Et on compense cette réduction du panneau par une batterie un peu plus importante. Donc on fait « participer la batterie » au fonctionnement en hiver : elle se décharge partiellement en novembre-décembre-janvier et elle retrouve sa pleine charge au printemps.
Cette solution est souvent plus économique, car les panneaux solaires sont onéreux. Autre avantage : la batterie « travaille » en décharge une fois par an à hauteur de 50 % environ, ce qui ne peut pas lui faire de mal.

> **IMPORTANT**
> Ce principe s'applique uniquement aux batteries étanches qui ne souffrent pas de rester dans un état de charge intermédiaire, leur électrolyte étant maintenu dans le séparateur alors qu'une batterie ouverte doit régulièrement passer par une pleine charge pour éviter les problèmes de stratification.

On appelle « déficit hivernal » D_h la quantité totale de capacité qui « manque » dans le bilan d'énergie du système si le panneau seul doit fournir toute l'énergie. En effet, le panneau est suffisant pour équilibrer, par exemple, la consommation au mois d'octobre, mais ce n'est plus vrai en novembre, décembre et janvier. Il faut donc « puiser » à cette période dans le réservoir qu'est la batterie la capacité manquante D_h. Par la suite, quand l'ensoleillement sera plus favorable, la batterie se rechargera totalement (en général fin mars la batterie est totalement rechargée).

Panneau solaire : Dans notre cas, cela permettrait surtout de prendre un panneau de petite taille pour l'intégrer sur le coffret de manière discrète. La place ne manque pas à l'intérieur du coffret pour mettre la batterie, donc on est peu sensible à sa capacité. En effet, le client serait très favorable à une implantation à plat sur le dessus du coffret : c'est invisible, donc n'attire pas les convoitises, facile à installer surtout du fait qu'il n'y a pas de contraintes d'orientation Sud.

> **ATTENTION**
> Toute utilisation à plat suppose une bonne évacuation des eaux de pluie. Car l'eau qui stagne peut à terme s'infiltrer et causer des dommages aux panneaux solaires.

Copyright © 2009 Dunod.

Les panneaux en silicium amorphe récupèrent bien la lumière diffuse et les rayonnements instantanés de faible amplitude qui seront courants dans la région concernée (climat hautement tempéré avec un ciel souvent couvert), on va affiner le dimensionnement avec ces panneaux dans un premier temps.
Dans la gamme de puissance demandée, on dispose d'un panneau 12 V fournissant typiquement 1,7 Wc, avec une garantie de 100 mA/15 V STC (figure 3.29). Sa puissance est un peu inférieure aux 2,1 Wc estimés au départ pour une implantation à l'horizontale (ou 157 mA de courant de charge STC), donc il faut augmenter la capacité de la batterie et faire des réserves pour l'hiver stockage intersaisonnier.

Technologie de la batterie : Pour la batterie, étant donné la capacité demandée, la durée de vie, la tension de fonctionnement, les températures basses en hiver et la place disponible dans le coffret, on s'oriente vers une batterie étanche au plomb. La technologie à électrolyte gel est bien adaptée, moyennant une protection efficace contre les surcharges, et un modèle est identifié pour sa bonne tenue dans le temps, mêmes aux basses températures. Il possède un bon rendement de charge moyen en courant, évalué à 90 %. Sa durée de vie est de dix ans à 25 °C et 5 ans à 35 °C. La réalité sera intermédiaire : la température ambiante n'est que très rarement de 35 °C dans cette région, plus souvent inférieure à 25 °C, mais il faut prendre en compte l'échauffement de la batterie dans le coffret (entre + 5 et + 10 °C par rapport à l'ambiante s'il est bien ventilé). La durée de vie demandée de six ans est donc réalisable dans ces conditions.

Bilan d'énergie et détermination de la capacité de stockage : Pour calculer la capacité de la batterie, on va effectuer un calcul plus fin de l'équilibre énergétique en hiver pour connaître le déficit hivernal (D_h).
Pour ce faire nous devons d'abord évaluer les coefficients de pertes à appliquer au panneau et à la batterie (« chiffrage des pertes », § 5.5.4) :
La chute de tension dans les câbles, et la baisse en fonction de la température ne sont pas critiques dans notre cas (les éléments du système sont regroupés, et les hausses de température auront lieu pendant l'été, période excédentaire en énergie). La tension de 15 V du panneau est donc suffisante pour faire face à la chute de tension restante, celle de 0,3 V dans la diode du régulateur (que nous prendrons de type Schottky), et les baisses de rayonnement instantané[1]. On prendra donc un coefficient de pertes en courant de 0,8 (10 % de pertes par salissures et 90 % de rendement de charge batterie). Quant à la capacité utile de la batterie, elle est conditionnée ici par le froid : le coefficient de réduction en température R_T est évalué selon la méthode donnée au 5.5.5 pour une tension minimale de 11 V (1,83 V/élément) et une température extrême de – 15° (figure 5.41).
Les paramètres de calcul sont donc :

– données de rayonnement solaire : Jersey Horizontal ;
– consommation journalière (Q_{cons}) : 81 mAh ;

1. La tension de fonctionnement du panneau au silicium amorphe choisi baisse peu aux faibles éclairements, il n'est donc pas nécessaire de prendre en compte la réduction de production due aux débuts et fin de journée.

© Dunod – La photocopie non autorisée est un délit.

Copyright © 2009 Dunod.

– courant produit par le panneau solaire : 100 mA ;
– coefficient de pertes en courant : $C_p = 0{,}81$;
– coefficient réducteur batterie : $R_T = 0{,}75$.

Le tableau 5.21 présente le bilan d'énergie mois par mois pendant la période critique (l'hiver). On calcule pour chaque mois la production et la consommation du système. Pour obtenir la production électrique mensuelle du panneau, on multiplie par le nombre de jours du mois la production journalière (Q_{prod}).
Cette *production journalière* vaut (en Ah),

$$Q_{prod} = I_m \times E_{sol} \times C_p$$

La production mensuelle est donc égale à : $N_{joursdumois} \times I_m \times E_{sol} \times C_p$
Production mensuelle du panneau = (Nombre de jours du mois) × (courant STC du panneau) × (Énergie solaire journalière au mois d'octobre) × (coefficient de pertes en courant)

EXEMPLE 1

Au mois d'octobre, la production totale du panneau au cours du mois sera égale à :
31 × 100 × 2,13 × 0,081 = 5 282 mAh = 5,29 Ah

La consommation électrique mensuelle, quant à elle, se calcule simplement en multipliant la consommation électrique journalière par le nombre de jours du mois.

EXEMPLE 2

Au mois de septembre, la consommation totale au cours du mois s'élève à :
30 × 81 = 2 430 mAh = 2,43 Ah

On s'aperçoit alors qu'effectivement, pendant trois mois, la consommation est supérieure à la production, mais c'est acceptable. On se limite en général à trois mois, car si on va au-delà, on risque d'entrer en déficit chronique d'année en année.

Tableau 5.21 – Bilan énergétique hivernal.

Grandeur	unité	Sept.	Oct.	Nov.	Déc.	Janv.	Févr.	Mars
Rayonnement global journalier	Wh/m^2.jour	3 376	2 133	990	646	806	1 598	2 882
Production électrique mensuelle	Ah/mois	8,10	5,29	2,38	1,60	2,00	3,58	7,15
Consommation électrique mensuelle	Ah/mois	2,43	2,51	2,43	2,51	2,51	2,27	2,51
Écart	Ah/mois	+ 5,67	+ 2,78	**–0,05**	**– 0,91**	**– 0,51**	+ 1,31	+ 4,64
État de charge en fin de mois de la batterie	(% de la capacité nominale)	100	100	99	81	71	97	100
Déficit hivernal		0,05 + 0,91 + 0,51 = **1,47 Ah**						

Copyright © 2009 Dunod.

Pour disposer d'une capacité suffisante qui assurera le déficit hivernal et les jours d'autonomie sans apport solaire (pour pallier les successions de jours mal ensoleillés), la capacité nominale C_n de la batterie doit satisfaire à la formule suivante (C_u étant la capacité utile) :

$$C_n = \frac{C_u}{R_T} = \frac{D_h + N_{ja} \times Q_{cons}}{R_T}$$

soit ici :

$$C_n = \frac{1,47 + 0,081}{0,75} = 3,04 \text{ Ah}$$

donc en pratique, compte tenu des capacités existantes dans la gamme de batterie choisie : 2,5 Ah, 5 Ah et 8 Ah, c'est le modèle 5 Ah qui sera retenu.

Pour nous assurer que le système est globalement équilibré, malgré ces épisodes de trois mois pendant lesquels la batterie « assiste le panneau » grâce à sa réserve, on calcule l'état de charge de la batterie en fin de mois pendant la période « critique » et au-delà (dernière ligne du tableau 5.21). On additionne pour ce faire les apports positifs et on soustrait les déficits à chaque fin de mois (comme le ferait un bon comptable !). On se rend compte ainsi que dès la fin du mois de mars, la batterie a retrouvé sa pleine charge.

EXEMPLE

Fin décembre, la batterie a dû fournir 0,05 Ah de déficit en novembre + 0,91 Ah de déficit en décembre. Elle a donc perdu 0,96 Ah. En pourcentage de sa capacité nominale elle n'est donc plus chargée qu'à 81 % : (5 – 0,96)/5 = 0,808.

Régulation de charge : Pour la protection surcharge de la batterie, un modèle shunt « tout ou rien » avec une diode Zener bien triée en tension est suffisant pour cette faible puissance (< 2 W). En effet, on ne pratique pas de charge forcée ni la charge d'égalisation sur les batteries étanches (§ 5.1.1). La diode Zener et la diode anti-retour seront montées sur une petite carte tropicalisée, qui pourra être intégrée au câble de sortie du panneau (figure 3.29). En effet comme elle ne fait que la protection de surcharge, elle est située entre le panneau et la batterie.

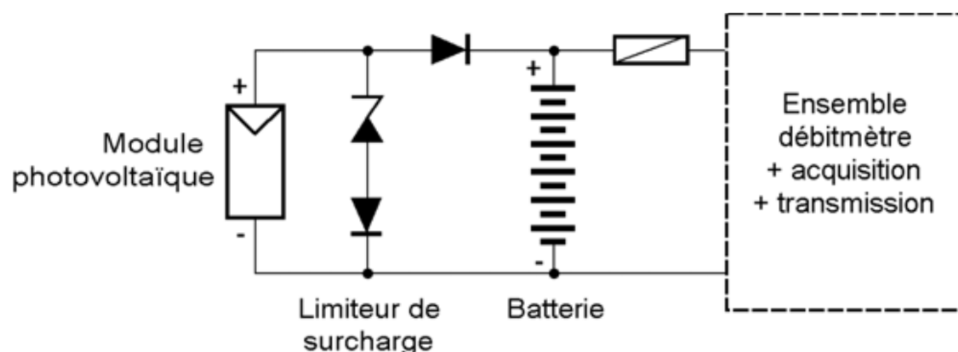


Figure 5.54 – Schéma électrique de l'alimentation solaire.

Il est inutile en effet de mettre une protection décharge : d'une part la consommation est programmée et ne doit pas dépasser les prévisions, et d'autre part la carte d'acquisition comporte une alarme « batterie basse » pour les incidents.

© Dunod – La photocopie non autorisée est un délit.
Copyright © 2009 Dunod.

Donc le matériel de télémesure (carte d'acquisition, débitmètre et émetteur GSM) sera alimenté directement par la batterie *via* un fusible ou un coupe-circuit (plan électrique à la figure 5.54).

Coût du système photovoltaïque :
Panneau solaire 12 V silicium amorphe 15 × 30 cm (100 mA/15 V) : 46 €
Limiteur de surcharge intégré au câble : 15 €
Batterie 5 Ah 12 V plomb étanche à électrolyte gel : 26 €
Collage panneau et joint d'étanchéité : 8 €
Coût total de la solution photovoltaïque : 95 € à l'exclusion de tout autre frais.

■ Configurations retenues et implantation

□ Bilan des solutions techniques

Trois solutions sont donc techniquement valides et compatibles avec le cahier des charges, leurs avantages et leur coût sont résumés dans le tableau 5.22.

En rapprochant ces solutions des contraintes des sites n° 1 à 12 (cf. au début de ce cas « lieux et contraintes d'implantation »), il est assez simple de décider quelles solutions sont adaptées.

Tableau 5.22 – Bilan des solutions techniques.

	Raccordement secteur	Pile	Système photovoltaïque
Avantages	Simple et fiable	Applicable partout	Autonomie totale
Inconvénients	Onéreux dans ce cas de figure	– Encombrement – Six ans maximum	Besoin d'une bonne exposition
Coût	2 500 €/50 m de distance au réseau	137 €	95 €
Sites adaptés	Aucun	n° 11 et 12 : dans un bois	n° 1 à 9 : isolés et bien exposés n° 10 : à 50 m des bâtiments électrifiés et bien exposés.

Le raccordement secteur, même à seulement 50 m du réseau 230 VAC (site n° 10) est vraiment la solution la plus chère. Cela s'explique bien entendu par la très faible énergie à fournir. La conclusion aurait été tout autre si le système photovoltaïque avait été plus conséquent, car la solution du raccordement, elle, ne dépend quasiment pas de la puissance consommée.

Dans le cas que nous décrivons, elle n'est pas rentable et ne sera pas retenue.

La solution photovoltaïque est la moins chère, mais elle ne peut être mise en œuvre que si l'exposition est correcte. On ne peut pas sans risque l'appliquer dans les bois, même en augmentant la surface des panneaux.

Copyright © 2009 Dunod.

Plutôt que de faire des hypothèses hasardeuses et onéreuses quant à la perte par l'ombrage des arbres, de plus variable avec les saisons, les exploitants préfèrent mettre des piles dans ce cas (pile Zinc-Air avec le petit convertisseur DC/DC).

La dernière ligne du tableau 5.22 récapitule les solutions choisies pour chaque site.

☐ Installation du système photovoltaïque

Résumons le matériel à mettre en place :

– un panneau solaire 30 × 15 × 3 cm avec limiteur de surcharge intégré,
– une batterie plomb étanche AGM 5 Ah 12 V composée de deux packs 6 V.

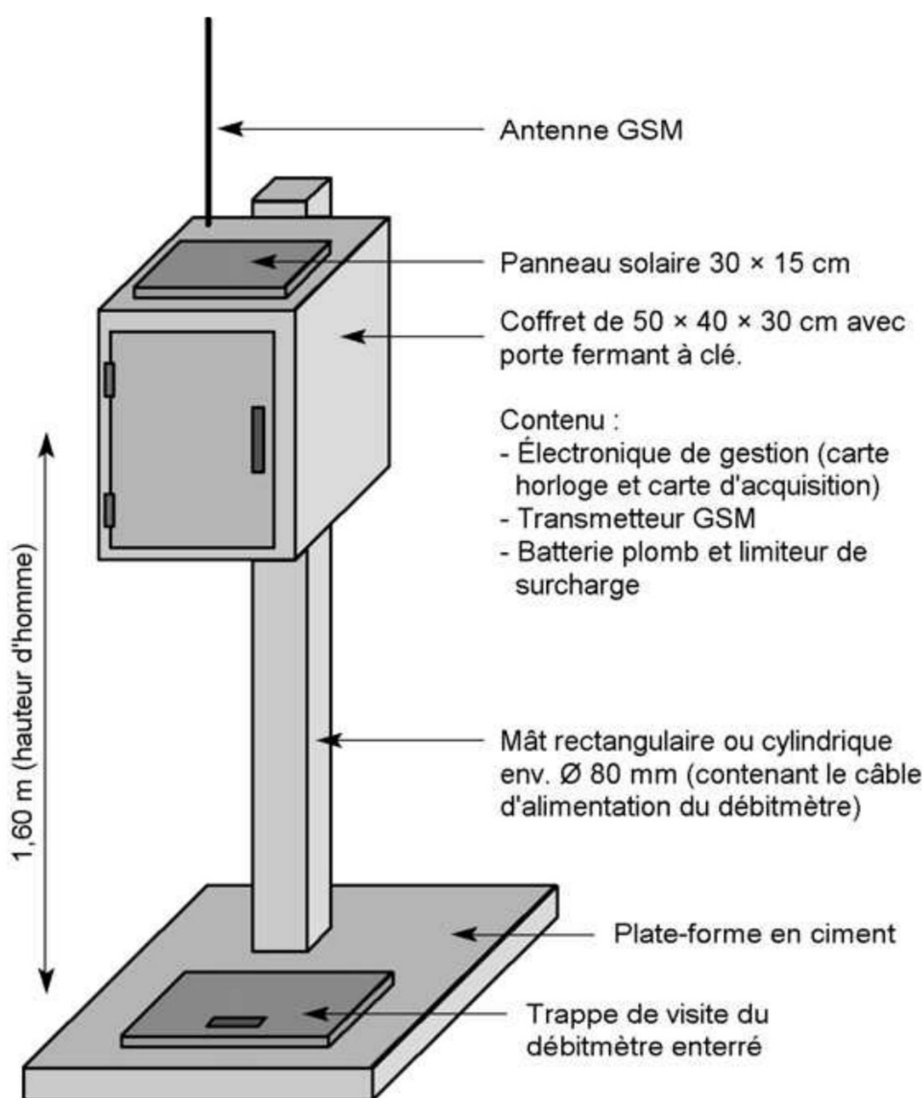


Figure 5.55 – Implantation pratique du coffret de télémesure avec son alimentation solaire.

Comme le client l'a souhaité, et conformément au calcul du système, le panneau sera installé à plat sur le dessus du coffret. Ses dimensions de 15 × 30 cm sont compatibles avec la paroi supérieure du coffret. Comme il n'a pas de cadre, il n'y aura pas de risque de « cuvette » pour les eaux de pluie, les déplacements d'air suffiront à évacuer l'eau. Son câble sort à l'arrière sur un plot où les points de soudure câble/panneau ont été noyés dans la résine. On pratiquera donc une ouverture dans la

© Dunod – La photocopie non autorisée est un délit.
Copyright © 2009 Dunod.

paroi supérieure du coffret pour passer le câble et on plaquera le module par un collage souple sur cette paroi (avec de la silicone à base neutre ou du butyl).

À l'intérieur du coffret, sur la paroi du fond sont installés les récepteurs à alimenter (cartes électroniques de mesure et de gestion, émetteur GSM), câblés directement sur la batterie. Cette dernière sera posée dans le coffret, en prenant garde de lui éviter des causes d'échauffement. Cela afin de limiter la baisse de la durée de vie et la corrosion des cosses. Pour plus de sûreté, on enduira les cosses d'une graisse de protection genre silicone. Il ne faut pas oublier que c'est la batterie qui reste le maillon faible du système.

Ceci dit, la région n'est pas particulièrement chaude, et la batterie durera au moins trois ans comme le stipule le cahier des charges, mais il est probable, que si les précautions ci-dessus sont prises, il ne sera pas nécessaire de la changer avant cinq ou six ans. Le panneau, lui, a une durée de vie supérieure ou égale à huit ans.

5.6.2 Chalet en Suisse

Ce deuxième cas de figure va nous emmener dans les Alpes suisses où de nombreux propriétaires de chalets apprécient un certain isolement et les joies de la nature dans un cadre splendide. C'est sans nul doute le cas le plus simple, où l'on raisonne logiquement et sans s'embarrasser de calculs complexes, nous verrons pourquoi.

Ce type de résidence est souvent loin des lignes électriques traditionnelles, l'ensoleillement est assez favorable et les besoins modestes. L'énergie photovoltaïque est donc bien adaptée pour disposer d'un minimum de confort et ce type d'installation rencontre un certain succès.

■ Situation et besoins

□ Situation générale et occupation

Le chalet en question est situé dans le canton des Grisons dans la partie Est de la Suisse, à une altitude de 1 500 m. Sa façade sud jouit d'une bonne exposition.

On peut s'y rendre en voiture l'été, mais de préférence en véhicule tout-terrain, la route qui y mène n'étant pas goudronnée. L'hiver, l'enneigement rend l'accès plus difficile : les propriétaires s'y rendent en ski de randonnée ou en scooter des neiges.

C'est une famille de quatre personnes qui occupe cette maison régulièrement mais seulement le week-end. Parfois l'été ils séjournent un peu plus longtemps. L'électricité du secteur n'est pas disponible à moins de 5 km à vol d'oiseau, et de toute façon ils n'en veulent pas, ils apprécient le caractère sauvage du site.

Non loin de là se trouve la station bien connue de Davos, sur laquelle nous nous baserons pour les données météorologiques. Son altitude est similaire (1 590 m) et c'est important car les conditions d'ensoleillement sont nettement plus favorables que dans la vallée (§ 2.2.3).

□ Consommations électriques

Les postes de consommation sont au nombre de quatre. L'idée générale est de réaliser une installation modeste. D'une part pour ne pas engager d'investissements importants, d'autre part pour ne pas dénaturer le caractère rustique de la bâtisse.

Copyright © 2009 Dunod.

A priori, l'installation pourra donc rester en 12 VDC.

Éclairage

On prévoit huit points lumineux de 13 W pour les différentes pièces de la maison. Comme les occupants sont quatre, on se base sur une lampe allumée au maximum par personne à la fois.

En été : 4 × 13 W × 3 heures, soit 13 Ah sous 12 V et en hiver : 4 × 13 × 6 heures, soit 26 Ah sous 12 V.

C'est une consommation moyenne qui pourra se répartir différemment sur telle ou telle lampe, peu importe, du moment que l'enveloppe en énergie est suffisante.

Fourniture en eau

Une source naturelle est disponible, on va simplement utiliser une pompe de relevage pour mettre en pression l'eau courante, afin que les occupants puissent se servir au robinet dans leur maison. Pour un débit de 10 litres/minute, cette pompe consomme 6 A sous 12 V. Comme il y a quatre personnes, et que l'on compte 100 litres/personne et par jour (au total, pour le lavage, la cuisson…) le besoin est de 400 litres/jour.

La pompe fonctionnera donc 40 minutes par jour, ce qui donne une consommation de :

6 A × 40/60 = 4 Ah toujours en 12 V.

Production de froid

Un réfrigérateur en continu de 110 litres, avec une bonne isolation thermique, servira à conserver les aliments, mais uniquement lors des séjours. De plus, il est décidé de ne s'en servir que l'été, puisque l'hiver, il suffit de laisser les denrées dehors, la température ne dépassant pas 5 °C. Cet équipement a un compresseur 70 W et une consommation de 300 Wh/jour soit 25 Ah/jour (en été seulement).

Télévision

Pour éviter l'achat d'un téléviseur en continu (il faut reconnaître qu'il y a très peu de choix dans ce domaine), un modèle du commerce en 230 VAC sera utilisé. Sa puissance est de 90 W. Il est prévu de la brancher sur un petit onduleur spécifique, à 90 % de rendement, qui sera allumé en même temps que le téléviseur. Pour un usage prévu de quatre heures par jour, la consommation sera donc de :

90 W × 4 heures/0,9 = 400 Wh soit 33,3 Ah sous 12 V.

Synthèse des consommations

Le tableau ci-dessous récapitule les consommations, selon la saison.

Pour obtenir les consommations moyennes étalées dans le temps, qui vont nous permettre de définir les panneaux, il faut tenir compte de l'occupation deux jours par semaine seulement :

– consommation moyenne par jour en été : 75,3 Ah × 2/7 = **21,5 Ah** ;
– consommation moyenne par jour en hiver : 63,3 Ah × 2/7 = **18,1 Ah**.

© Dunod – La photocopie non autorisée est un délit.
Copyright © 2009 Dunod.

Tableau 5.23 – Consommations électriques du chalet.

	Été (Ah/jour en 12 V)	Hiver (Ah/jour en 12 V)
Éclairage	13	26
Eau	4	4
Froid	25	0
Télévision	33,3	33,3
Total/jour d'occupation	75,3	63,3
Moyenne/jour	21,5	18,1

REMARQUE

Nous sommes dans le cadre d'une application domestique, soumise à des variations possibles. C'est bien différent de notre exemple de télémesure (§ 5.6.1) où la consommation était programmée et « sans surprise ». Les utilisateurs devront donc être vigilants quant à l'usage de leur énergie. Mais ils apprendront à l'usage et pourront par la suite aménager ces consommations à leur convenance tout en prenant garde de ne pas dépasser les possibilités de leur système. Une lecture précise de la tension batterie est intéressante, cela permet de savoir où on en est (à l'aide d'un voltmètre 11-14V sur le régulateur par exemple).

Pour dimensionner le régulateur il faut également calculer le courant de pointe des récepteurs. Si tous les récepteurs fonctionnent en même temps, cela donne 28,8 A. En pratique la puissance consommée sera maximale quand le réfrigérateur, la télévision et deux lampes fonctionneront en même temps : on s'arrangera pour ne pas solliciter la pompe en même temps que le téléviseur. Donc la puissance maximale sera de 70 + 100 + 26 = 196 W ce qui représente un courant de 16,3 A.

■ Choix des équipements

Notre famille suisse s'adresse à un installateur électricien local habitué au travail en montagne qui a déjà plusieurs réalisations de ce type à son actif.

Son expérience lui permet de donner des conseils efficaces et d'évaluer assez rapidement les solutions techniques.

Les composants photovoltaïques qu'il propose sont relativement « standard », disponibles à un bon rapport qualité/prix.

Il s'agit notamment de :

– modules photovoltaïques 50 Wc-12 V en silicium polycristallin de dimensions 800 × 450 mm donnant 3 A/16,5 V STC, tension généralement suffisante en pays tempérés pour des installations peu étendues,
– batteries plomb ouvertes « solaires » à plaques de 220 Ah-12 V, les plus grosses 12 V de ce type. Leur principal défaut est d'offrir un nombre de cycles assez faible, 250 à 80 % de décharge, mais ce n'est pas critique dans notre cas : même

Copyright © 2009 Dunod.

en supposant un cycle par week-end, la durée de vie serait de l'ordre de 5 ans, ce qui tout à fait satisfaisant.

Notre installateur va donc naturellement bâtir ses systèmes à partir de ces composants. Les calculs sont assez simples, puisqu'on raisonne par tranche d'un, deux ou trois panneaux. On n'a pas besoin d'être aussi précis que lorsque le système comporte plus de panneaux.

Il en ressort deux propositions d'équipement, l'une de base et l'autre un peu plus confortable. Nous les présentons telles quelles puis nous verrons si elles remplissent le besoin.

☐ Système économique

Le système se compose de :

– trois modules photovoltaïques 50 Wc-12 V décrits ci-dessus (surface totale 1,1 m^2) ;
– une batterie « solaire » au plomb ouvert de 220 Ah-12 V id ;
– un régulateur charge-décharge série à réarmement manuel 20 A-12 V (avec option de charge forcée « boost charge ») ;
– un onduleur type TV de 400 VA ;
– huit réglettes fluo en 12 VDC.

Le prix total de ces composants s'élève à 2 380 €[1].

Ne sont pas compris dans ce prix : le téléviseur, le réfrigérateur, les accessoires de montage et l'installation.

Il est proposé une solution plus confortable, avec des lampes à économie d'énergie, mais en alternatif, surtout pour l'esthétique (il y a beaucoup plus de choix). Elles sont aussi moins chères mais devront être alimentées par l'onduleur, ce qui augmente très légèrement la consommation. Pour plus de sécurité et de souplesse dans l'utilisation, on ajoute aussi un panneau solaire supplémentaire. Le régulateur est dimensionné par le courant des récepteurs et il est suffisant pour cette nouvelle consommation ainsi que pour les quatre panneaux (4×4 A = 16 A).

☐ Système plus confortable

Le système de cette « option 2 » se compose de :

– quatre modules photovoltaïques 50 Wc-12 V (surface totale 1,5 m^2)
– une batterie « solaire » au plomb ouvert de 220 Ah-12 V
– un régulateur charge-décharge type série à réarmement manuel 20 A-12 V (avec option de charge forcée « boost charge »)
– un onduleur type TV de 400 VA
– huit luminaires à économie d'énergie 13 W en 230 VAC

Cette solution est chiffrée à 3 290 €, toujours sans compter le téléviseur, le réfrigérateur, les accessoires de montage et l'installation.

1. Prix estimatif HT début 2008 pour un utilisateur final.

© Dunod – La photocopie non autorisée est un délit.
Copyright © 2009 Dunod.

□ **Adéquation des équipements au besoin**

Le rayonnement de la ville de Davos est donné en annexe 2.

Pour l'exposition 60° Sud, le rayonnement reçu est de 3 kWh/m^2.jour en hiver et de 4 kWh/m^2.jour en été.

Regardons d'abord la solution à trois panneaux.

Leur production en hiver s'élèvera à : 3 × 3 A × 3 kWh/m^2.jour = 27 Ah/jour sans coefficient de pertes, pour une consommation moyenne de 18,1 Ah/jour. Et en été cela donnera une production de 3 × 3 A × 4 kWh/m^2.jour = 36 Ah/jour pour une consommation moyenne de 21,5 Ah/jour.

La production énergétique est légèrement excédentaire, compatible avec un coefficient de pertes en courant de 0,67 en hiver et 0,60 en été. En effet, si les salissures ne provoquent pas une perte de plus de 10 % et si la batterie a un rendement supérieur ou égal à 80 %, le coefficient de pertes en courant sera de 0,72. La production effective sera donc de 19,5 Ah (= 27 × 0,72) en hiver et 26 Ah en été.

Avec la deuxième option, les lampes seront alimentées au travers de l'onduleur, ce qui augmentera un peu leur consommation : au lieu de 13 Ah en été, il faudra compter 13/0,9 = 14,5 Ah. De même en hiver la consommation passera de 26 à 29 Ah. Cela n'aura qu'une faible répercussion sur la consommation moyenne qui passe de 21,5 à 22 Ah en été et de 18 à 19 Ah en hiver. Du coup le système à quatre panneaux sera largement excédentaire : c'est un de ses objectifs, il donne une bonne marge pour permettre aux occupants de disposer de plus d'énergie.

On peut estimer cette marge : avec quatre panneaux, on produira 4 × 3 A × 0,72 × 3 kWh/m^2.jour = 26 Ah/jour en hiver et 4 × 3 A × 0,72 × 4 kWh = 34,5 Ah/jour en été. L'excédent par rapport aux prévisions est donc de 8 Ah/jour en hiver et 13 Ah/jour l'été.

La batterie, quant à elle, avec 220 Ah en nominal, aura une capacité utile égale à 176 Ah, avec 80 % de profondeur de décharge autorisée. Pour la consommation d'été maximale (option 2 : lampes en alternatif) qui est de 22 Ah × 7/2 = 77 Ah/jour de consommation effective, cela donne une autonomie sans apport solaire de 2,3 jours, soit un peu plus d'un week-end complet. Cela devrait suffire puisque le risque d'intempéries est plus faible en été. L'hiver, avec une consommation maximale 19 Ah × 7/2 = 66,5 Ah de consommation journalière effective, on disposera de trois jours environ sans apport solaire. On n'a pas considéré les pertes dues aux faibles températures car la batterie est située dans l'habitation et quand les occupants sont présents l'hiver, ils se chauffent au bois, il y a donc au moins 15 °C dans la maison. On évitera de mettre la batterie à la cave pour cette raison (où il fait plus froid).

Les régulateurs sont prévus pour protéger cette batterie en surcharge et en décharge. Cette fonction délestage est particulièrement utile dans une occupation intermittente comme celle-ci : si un récepteur est oublié par inadvertance avant de quitter les lieux (une lampe par exemple) il vaut mieux que le régulateur déconnecte tous les récepteurs, plutôt que de risquer la décharge profonde de la batterie. Avec un réarmement manuel, les occupants rétabliront le service à leur retour dans les lieux.

Copyright © 2009 Dunod.

D'autre part, la batterie étant souvent inutilisée, il est préférable de disposer d'une fonction « charge forcée » pour faire un brassage de l'électrolyte de temps en temps (en particulier après une décharge importante), cela évite sa stratification.

■ Mise en place du système

Pour l'installation proprement dite, il faudra quelques composants complémentaires, quelle que soit l'option choisie :

– un châssis mural inclinable pour les modules,
– un bac pour la batterie,
– une boîte de raccordement pour monter les modules en parallèle, avec des diodes anti-retour,
– des câbles, des interrupteurs, des parasurtenseurs et quelques fusibles et coupe-circuits.

□ Implantation physique

Le châssis inclinable pour les panneaux est une solution intéressante qui permet de s'adapter à la saison et récupérer plus de rayonnement solaire. En hiver cela donnera les valeurs calculées précédemment puisqu'on a déjà optimisé le flux (inclinaison 60° par rapport à l'horizontale), par contre en été, on peut gagner de l'énergie à condition de ne pas se trouver juste sous un toit, attention aux ombres portées. Il ne faut pas le mettre trop bas non plus pour éviter le vol.

Autre avantage de ce châssis : quand le chalet est inoccupé, on peut plier le support vers le mur, afin de protéger les modules de la pluie et des chutes de neige, ils n'en dureront que plus longtemps (figure 5.56). Si par contre la neige tombe sur les modules pendant leur utilisation, il faudra la dégager (elle peut glisser aussi s'il y a du soleil).

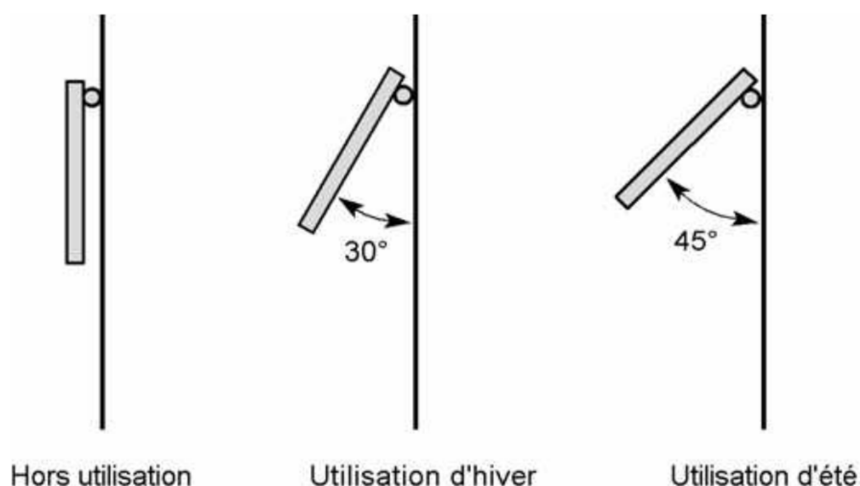


Figure 5.56 – Châssis support de modules dans différentes positions.

La batterie sera située idéalement dans une pièce à part ou carrément au milieu du chalet, c'est-à-dire si possible dans un emplacement où l'amplitude en température

© Dunod – La photocopie non autorisée est un délit.
Copyright © 2009 Dunod.

est la plus faible. Le régulateur sera fixé sur un mur à hauteur des yeux pour les contrôles. Il doit être situé au plus près de la batterie pour que la mesure de tension soit fiable.
L'onduleur ne servant qu'à la télévision, il sera de petite taille et pourra être placé près de celle-ci (rappelons qu'on l'allume juste avant le téléviseur).

Câblage électrique

Le schéma électrique global de l'installation est donné à la figure 5.57.

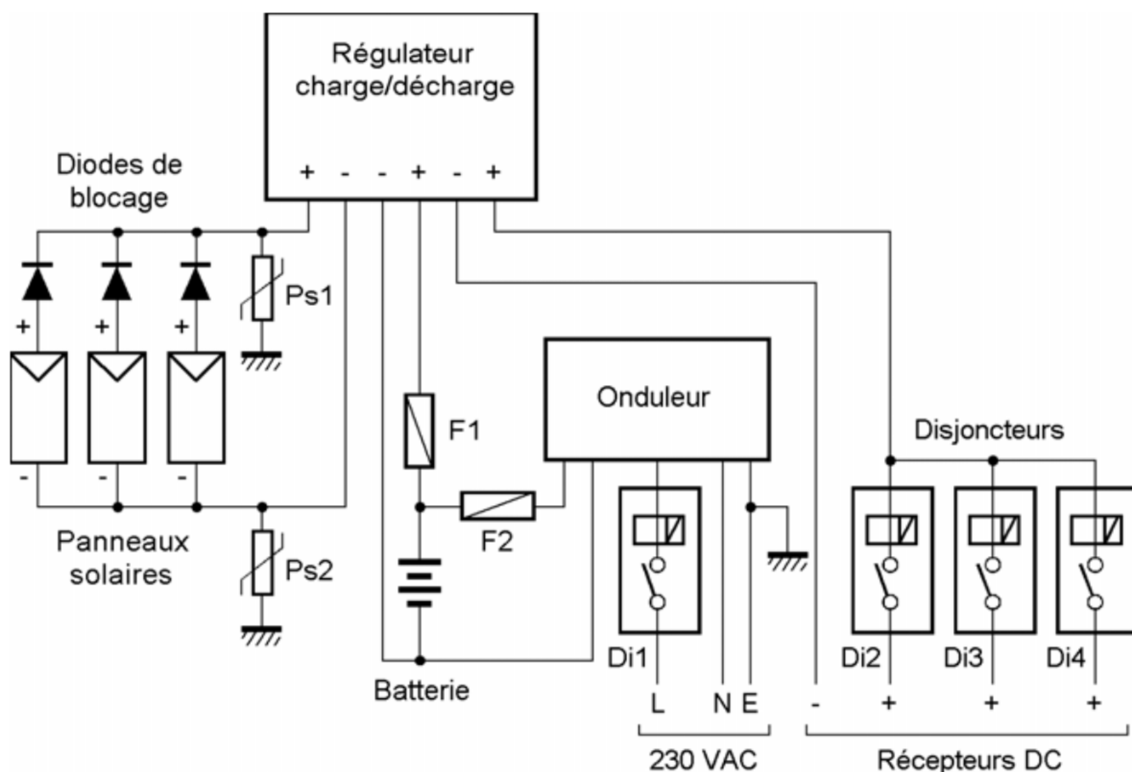


Figure 5.57 – Câblage électrique du chalet.

Panneaux solaires

Les trois panneaux ont leur pôle négatif commun ; une diode de blocage par panneau (si possible Schottky 30 V/5 A) est montée dans la boîte de raccordement dans laquelle on les met en parallèle (ces boîtes ont été présentées au § 3.1.6 figure 3.17)
Les deux éléments parasurtension Ps1 et Ps2 doivent être connectés à une liaison équipotentielle avec un seul point à la terre. Un troisième élément parasurtension peut être monté entre les bornes + et – des panneaux (§ 5.1.4).
Ici la partie distribution DC n'est pas reliée à la terre mais reste flottante.

Régulateur

Le régulateur contrôle la charge par les panneaux et en décharge coupe les récepteurs DC si la batterie descend en basse tension. C'est un régulateur série, c'est pourquoi on ajoute des diodes de blocage avec chaque panneau. Contrôler que la

Copyright © 2009 Dunod.

diode de blocage n'est pas déjà intégrée au régulateur dans les spécifications du fabricant, auquel cas ne pas en ajouter de supplémentaire.

Batterie

La batterie, entourée d'isolant genre bonisol, est montée dans un bac plastique (PVC avec couvercle). Le bonisol sert de cale de batterie dans le bac et d'isolant thermique. Le couvercle du bac protège les bornes et empêche leur accès. Les bacs sont pré-percés en atelier avec deux gros trous à gauche et à droite sur les côtés pour faciliter le câblage ; ces trous laissent également s'échapper les gaz éventuels.

Le fusible F1 protège la liaison aux panneaux et aux récepteurs DC contre les courts-circuits accidentels ; on choisira environ 1,5 fois le courant maximal possible (celui calculé pour la sortie du régulateur, $1{,}5 \times 16 = 25$ A).

Le fusible F2 protège la liaison à l'onduleur si celui-ci n'est pas déjà intégré à l'appareil.

Onduleur

Celui-ci est équipé de son propre régulateur l'arrêtant lorsque la tension baisse trop. C'est pourquoi il est câblé directement à la batterie et ne passe pas par la sortie délestage du régulateur. Le disjoncteur Di1 permet de découpler la sortie ; il peut être remplacé par un interrupteur ou omis si l'onduleur a son propre interrupteur et sa propre protection. Dans le cas où le 230 VAC est utilisé pour alimenter également les lampes, on montera plusieurs disjoncteurs en parallèle si on désire découpler les étages ou certaines parties de l'habitation.

Le reste du câblage en AC doit respecter les normes locales de distribution de l'électricité.

Récepteurs DC

On a prévu de monter des disjoncteurs Di2, Di3 et Di4 pour découpler les différentes zones de l'habitation : leur valeur sera supérieure à la somme des récepteurs montés sur la ligne, par exemple 6 A pour quatre lampes de 13 W. Pour la ligne alimentant la pompe, il est recommandé de monter un disjoncteur individuel d'environ trois fois le courant nominal (16 A) de celle-ci.

Pour le câblage des autres récepteurs DC, prévoir des sections respectant les recommandations pour minimiser les pertes. En particulier pour les lampes, essayer de concevoir le câblage pour placer les interrupteurs en série dans l'alimentation (câblage étoile) afin d'éviter de grands allers et retours qui augmentent les pertes ohmiques.

☐ Bilan des chutes de tension

Évaluons à présent les chutes de tension et la compatibilité de la tension des panneaux de ce point de vue. La chute due aux fortes chaleurs est inexistante, car la température ambiante ne dépassera pas 25 °C. Par contre le régulateur série, lui, présente une chute de 0,24 V (valeur typique pour 12 A) et les diodes de blocage derrière les panneaux 0,5 V.

© Dunod – La photocopie non autorisée est un délit.
Copyright © 2009 Dunod.

En ce qui concerne les pertes ohmiques, comme les composants sont assez proches les uns des autres, et les courants relativement faibles, cela ne devrait pas être critique et ne dépendre que du bon choix des sections de câbles.

Les panneaux ont un courant total de 9 A pour l'option à trois panneaux, et de 12 A pour l'option à quatre. Supposons que la distance à parcourir soit 8 m entre la sortie de la boîte de connexion et la batterie. On choisit donc un câble de 6 mm^2 de section (on peut le déterminer à partir de l'abaque de la figure 5.42), qui induit une perte de 6,6 mV/m pour 1 A de courant. La perte sera donc limitée à 0,48 V pour trois panneaux et de 0,63 V pour quatre panneaux.

Au total, les pertes de tension entre les panneaux et la batterie seront de 1,22 V (= 0,24 + 0,5 + 0,48 V) pour le système à trois panneaux, et 1,37 V pour celui à quatre panneaux. La tension STC au point de puissance maximale étant de 16,5 V, cela donne entre 15,1 et 15,3 V en entrée batterie, c'est grandement suffisant.

Entre la batterie et le régulateur, si la distance est effectivement très courte (1 à 2 m), on pourra utiliser un câble 2 × 2,5 mm^2 par exemple.

□ Durée de vie et entretien

Ce système devra être entretenu selon les consignes données au 5.5.7 et à l'annexe 3. Cet entretien sera très limité, il faudra surtout veiller sur la batterie et probablement la changer au bout de quatre ou cinq ans. On veillera aussi à vidanger les tuyauteries en cas de gel comme pour toute autre maison de campagne afin de ne pas endommager la pompe ni les circuits.

5.6.3 Exploitation agricole au Maroc

Notre troisième cas est situé dans un tout autre contexte : il s'agit d'une petite exploitation agricole dans le Sud Marocain. C'est un exemple d'électrification rurale, car le système est totalement autonome.

Loin de saisir tous les enjeux de ce développement spécifique du photovoltaïque, détaillés dans d'autres ouvrages[1], ce modeste exemple marocain nous permet de mettre en lumière les éléments suivants :

– le photovoltaïque permet de subvenir à des besoins vitaux dans des régions reculées : alimentation en eau, éclairage, communication ;
– un rayonnement solaire plus élevé qu'en Europe et plus constant dans l'année conduit à des systèmes moins conséquents pour un service équivalent.

Comme pour les autres cas, nous abordons le problème d'un point de vue technique, et présentons dans l'ordre : l'expression des besoins, puis les récepteurs choisis et le système photovoltaïque à mettre en œuvre. Enfin, nous donnons le plan de l'installation complète.

1. *L'électrification rurale décentralisée, une chance pour les hommes, des techniques pour la planète*, sous la direction de Christophe de Gouvello et Yves Maigne, édité par Systèmes solaires, 2000.

Copyright © 2009 Dunod.

■ Expression des besoins

□ Situation et activité

La ferme fait partie d'un hameau isolé, situé à l'intérieur des terres à la hauteur de Tarfaya, ville côtière faisant face aux Îles Canaries. Le climat marocain est à la fois méditerranéen et atlantique, avec une saison sèche et chaude suivie d'une saison froide et humide, la fin de la période chaude étant marquée par les pluies d'octobre. L'océan Atlantique est situé à 150 km à vol d'oiseau de la ferme et cette présence maritime atténue les écarts de température qui peuvent être observés dans le reste du pays. La température moyenne est située aux alentours de 22-24 °C en été et de 12-14 °C en hiver avec des valeurs exceptionnellement négatives. La température maximale, elle, avec l'influence du Sahara, peut atteindre 35-40 °C.

Vit là une famille de trois personnes, dont l'activité est double : le maraîchage et l'élevage de chèvres (50 têtes). Ces chèvres fournissent du lait qui est directement collecté par une coopérative pour la consommation locale ou la confection de fromages sur un autre site. Quant aux légumes issus des cultures, ils sont vendus sur le marché local.

L'élevage caprin est une activité très développée au Maroc : il représente 25 à 30 % du PIB agricole.

Notons que ces gens disposent d'un véhicule pour se rendre au village ou à la ville voisine. Ils s'approvisionnent donc régulièrement en gasoil. D'ailleurs, avant de développer ces activités agricoles et de recourir à une installation photovoltaïque, ils ont démarré dans ces locaux en s'alimentant en électricité à l'aide d'un groupe électrogène. Mais son usage trop fréquent était bruyant et il arrivait en fin de vie. La motivation de recourir au solaire était renforcée par la possibilité de disposer d'une aide ponctuelle de la région[1].

□ Besoins en énergie

Nous allons lister d'abord les besoins sans préjuger de la solution énergétique à mettre en place.

Alimentation en eau

Cette eau est nécessaire aux hommes, aux bêtes et aux cultures.

Pour les besoins domestiques, en considérant l'eau de boisson, de cuisson et l'eau sanitaire, on compte 100 litres par personne et par jour. Pour les animaux, on a besoin par jour de cinq litres à boire par tête de bétail et par jour, soit 250 litres par jour pour 50 bêtes. Quant au maraîchage, il requiert en moyenne 350 litres par jour pendant la haute saison, de mars à septembre.

1. Nous ne rentrerons pas dans les considérations d'ordre financier, mais nous tenons à signaler que l'investissement demandé par l'installation que nous allons décrire ne pourrait sûrement être pris en charge intégralement par cette famille aux revenus modestes. Des programmes d'électrification rurale sont menés au Maroc depuis plusieurs années et les financements existent.

© Dunod – La photocopie non autorisée est un délit.
Copyright © 2009 Dunod.

Le tableau ci-dessous récapitule ces consommations :

Tableau 5.24 – Récapitulatif des besoins en eau (en litres/jour).

	Mars-septembre	Octobre-février
Hommes	300	300
Bêtes	250	250
Cultures	350	0
TOTAL	900	550

Consommations électriques domestiques

Pour la maison et l'étable, il faut douze points lumineux fonctionnant en moyenne cinq heures/jour. Compte tenu de la chaleur, on souhaite placer aussi un ventilateur au plafond dans la pièce principale d'habitation. En ce qui concerne le reste de l'électroménager, il y a un téléviseur devant fonctionner 4 heures/jour et un réfrigérateur de 140 litres pour les produits alimentaires. Occasionnellement, un outillage portatif de 500 W-230 VAC est utilisé 1/2 heure à 1 heure.

Consommations électriques agricoles

Le seul appareil agricole de la ferme nécessitant de l'énergie électrique (en dehors du pompage de l'eau) est un appareil de traite pour le lait des chèvres. Chaque chèvre produisant trois à quatre litres par jour, cet engin doit extraire 150 à 200 litres de lait par jour (pour 50 bêtes). Les autres tâches liées à l'activité de culture maraîchère sont manuelles.

Autres consommations électriques

Un ordinateur de 150 Watts en 230 VAC est utilisé deux heures le soir pour la comptabilité de la ferme notamment. Sinon, pour communiquer avec l'extérieur, les habitants possèdent un téléphone GSM qui est relayé par une station située sur une hauteur à quelques km. Comme la région est peu accidentée ils n'ont pas trop de problèmes de communication.

■ Choix des récepteurs et consommation

Afin de consommer le minimum d'énergie et réduire autant que possible la taille de l'alimentation photovoltaïque, on privilégie les appareils de faible consommation et les appareils en continu.

□ Pompage de l'eau

La ferme dispose d'un puits situé à 200 m de l'habitation. La surface de l'eau est à 25 m de profondeur. Vu la distance au bâtiment, on envisage une installation

Copyright © 2009 Dunod.

de pompage solaire indépendante du reste. Pour la clarté de l'exposé, on l'appelle « système de pompage » et l'autre, qui alimentera la maison et l'étable, « système principal ». Les cultures maraîchères seront installées à proximité immédiate du puits, avec un terrassement astucieux en pente douce, compatible avec une irrigation par ruissellement. Il faut donc monter l'eau sur une hauteur de 30 m (en comptant la citerne et la profondeur d'immersion de la pompe), et la stocker dans une citerne posée à même le sol. La dimension de cette citerne est calculée pour permettre un stockage de quatre jours l'été, pour les cas de mauvais temps, afin de ne pas interrompre la fourniture. Cela donne un volume de 4 × 400 = 3 600 litres minimum (4 m^3 par exemple).

Les occupants des lieux, habitués à puiser de l'eau au puits pour leurs besoins domestiques, ne demandent pas l'eau courante. Ils viendront se servir dans ce réservoir à l'aide de jerricans pour leur consommation domestique. Les bêtes, elles, pourront boire dans un abreuvoir qui sera alimenté directement à partir de la citerne par gravité (figure 5.59).

Pour remplir ce réservoir, on a donc besoin d'une pompe permettant d'extraire entre 550 et 900 litres par jour à une profondeur de 30 m.

☐ Engin de traite

Un appareil de traite développé en 24 VDC va être employé sur cette ferme. D'une puissance de 1 120 W pour le modèle qui trait quatre à cinq bêtes en simultané, il consomme trois fois moins d'énergie qu'une machine à moteur triphasé : il suffit de 12 Wh par litre de lait (§ 5.4.3). Comme il y a 50 chèvres, et que chacune produit trois litres de lait par jour, maximum quatre, la consommation électrique pour ce poste sera au maximum de 2 400 Wh/jour.

☐ Appareils domestiques

On choisit pour l'éclairage des lampes fluorescentes, en 24 VDC également, de 10 W, car elles sont disponibles chez un revendeur local, ainsi que leurs tubes de rechange – c'est un élément essentiel de choix dans bien des régions mal approvisionnées. Il s'agit de lampes fluo type U (PL double) avec un rendement de 60 lumens/W ce qui est tout à fait correct (§ 5.2.2).

Pour la ventilation, on choisit un appareil classique des pays chauds, un plafonnier avec de grandes pales, entraîné par un moteur à courant continu, et réglable par un régulateur de vitesse. Sa puissance nominale est de 20 W et on estime à six heures son taux d'utilisation par jour.

La *télévision* est en 12 VDC et elle ne consomme que 60 W. Si l'on arrive à la conclusion que le système photovoltaïque doit être en 24 VDC, ce qui est probable, il faudra un convertisseur vers le bas 24 VDC/12 VDC et la consommation de 60 W devra être augmentée à cause du rendement de 80 % de ce dernier (§ 5.1.3). On introduira donc cette correction dès le départ (tableau 5.25).

© Dunod – La photocopie non autorisée est un délit.
Copyright © 2009 Dunod.

Le *réfrigérateur* est choisi pour sa faible consommation, avec un compresseur à courant continu 24 VDC et une armoire à isolation renforcée pour un minimum de déperdition (§ 5.2.3). Sa consommation électrique est estimée à 500 Wh/jour.

L'*outillage portatif* en 230 VAC d'une puissance de 500 W a nécessairement besoin d'un onduleur pour fonctionner et on devra tenir compte de son rendement. On prend un onduleur sinusoïdal pour que le moteur ne chauffe pas, ainsi, on peut aussi alimenter l'ordinateur avec.

☐ Bureautique et téléphonie

L'*ordinateur* retenu ici est un appareil classique qui fonctionne en 230 VAC (ce n'est pas un portable, trop cher et trop compliqué pour le SAV sur place). Il consomme 150 W en régime permanent et son utilisation ne devrait pas dépasser 2 heures/jour.

On choisit pour l'alimenter, ainsi que l'outillage décrit ci-dessus, un onduleur « sinusoïdal » performant, avec un minimum de distorsion harmonique (< 3%) pour le respect du moteur et un maximum de rendement (85-90 % selon la puissance). Comme on doit disposer d'une puissance de 500 W pour l'outillage, un onduleur de 800 VA en régime permanent a été retenu. Cela permet d'avoir un peu de marge pour un futur matériel plus puissant et ce modèle est compatible avec la puissance au démarrage de l'outillage (plus élevée qu'en régime permanent).

Comme pour tout récepteur alimenté au travers d'un convertisseur, la consommation globale de l'ordinateur devra tenir compte de son rendement.

> **REMARQUE**
>
> Cet onduleur aura donc deux usages, à des moments choisis par les utilisateurs. Il sera mis en route à la demande uniquement et ne sera ainsi jamais en attente (stand-by). C'est très important pour la consommation de l'ensemble, car les courants en mode « attente » sont loin d'être négligeables (§ 5.1.3).

Reste à recharger le *téléphone portable* de temps en temps. Pour éviter un autre convertisseur, la solution choisie a été le kit voiture, qui permet de recharger le téléphone à partir de la batterie du véhicule. L'énergie requise est de toute manière très faible : 2 à 3 Wh par recharge (600 mAh en 3,6 V). Sinon il est possible d'employer un petit convertisseur DC/DC vers le bas avec une entrée 24 VDC et une sortie réglable de 3 à 12 VDC par exemple (§ 5.1.3) et le câbler sur le système photovoltaïque principal. Il peut ainsi servir à quelques petits usages du même type (accus, radio…) à condition de veiller à ce que leur consommation reste négligeable et ne pénalise pas l'ensemble du système

☐ Consommation totale

Le tableau 5.25 récapitule toutes les consommations électriques que doit alimenter le système photovoltaïque principal. Celle de la pompe photovoltaïque est alimentée par un système séparé comme nous l'avons vu plus haut.

Copyright © 2009 Dunod.

Tableau 5.25 – Consommations électriques du système photovoltaïque principal.

	Tension	Puissance en régime permanent (W)	Rendement de conversion	Puissance corrigée du rendement (W)	Durée d'utilisation par jour (h)	Consommation électrique (Wh)
Engin de traite	24 VDC	1 120	–	1 120	–	2 400
Éclairage	24 VDC	120	–	120	5	600
Ventilation	24 VDC	20	–	20	6	120
Télévision	12 VDC	60	0,8	75	4	300
Réfrigération	24 VDC	70	–	70	–	500
Ordinateur	230 VAC	150	0,85	188	2	376
Outillage portatif	230 VAC	500	0,85	588	1/2	294
TOTAL				2 181		**4 590**

■ Dimensionnement et installation des systèmes photovoltaïques

□ Rayonnement solaire

Les données d'ensoleillement que nous allons utiliser sont celles relevées à Cap Juby, 27,9° de latitude Nord, 12,9 de longitude Est. Ce site est le plus proche de notre installation pour lequel on dispose de données météorologiques. Les deux courbes de la figure 5.58 donnent le rayonnement horizontal et à 40° Sud. On remarquera l'influence des nébulosités maritimes sur le rayonnement horizontal en juin-juillet. On notera également qu'en s'inclinant à 40° vers le Sud, on bénéficie d'un rayonnement d'hiver bien supérieur, mais que celui de l'été baisse en contrepartie.

Quelle exposition pour les modules ?

Il y a deux systèmes photovoltaïques indépendants à installer : le système dit « principal » et celui de la pompe. Rien n'oblige à placer les modules dans la même direction sur les deux. Or ils n'ont pas les mêmes exigences de ce point de vue.

La pompe, elle, va réclamer plus d'énergie en été puisque le besoin en eau est supérieur à cette période : on a donc intérêt à placer les panneaux à l'horizontale (ou presque) pour maximiser l'énergie reçue en été. Pour permettre l'évacuation des eaux de pluie, il est préférable cependant d'incliner légèrement les modules (de 5 à 10° environ). Et cet écart par rapport à l'horizontale ne provoquera qu'une très faible réduction du rayonnement reçu.

Par contre, la consommation électrique de notre système principal (4,59 kWh/jour) est constante tout au long de l'année, il faut donc optimiser l'inclinaison des modules de façon à maximiser la valeur minimale reçue dans l'année. C'est à 40° vers le Sud que l'on obtient ce résultat, avec un rayonnement global journalier

© Dunod – La photocopie non autorisée est un délit.
Copyright © 2009 Dunod.

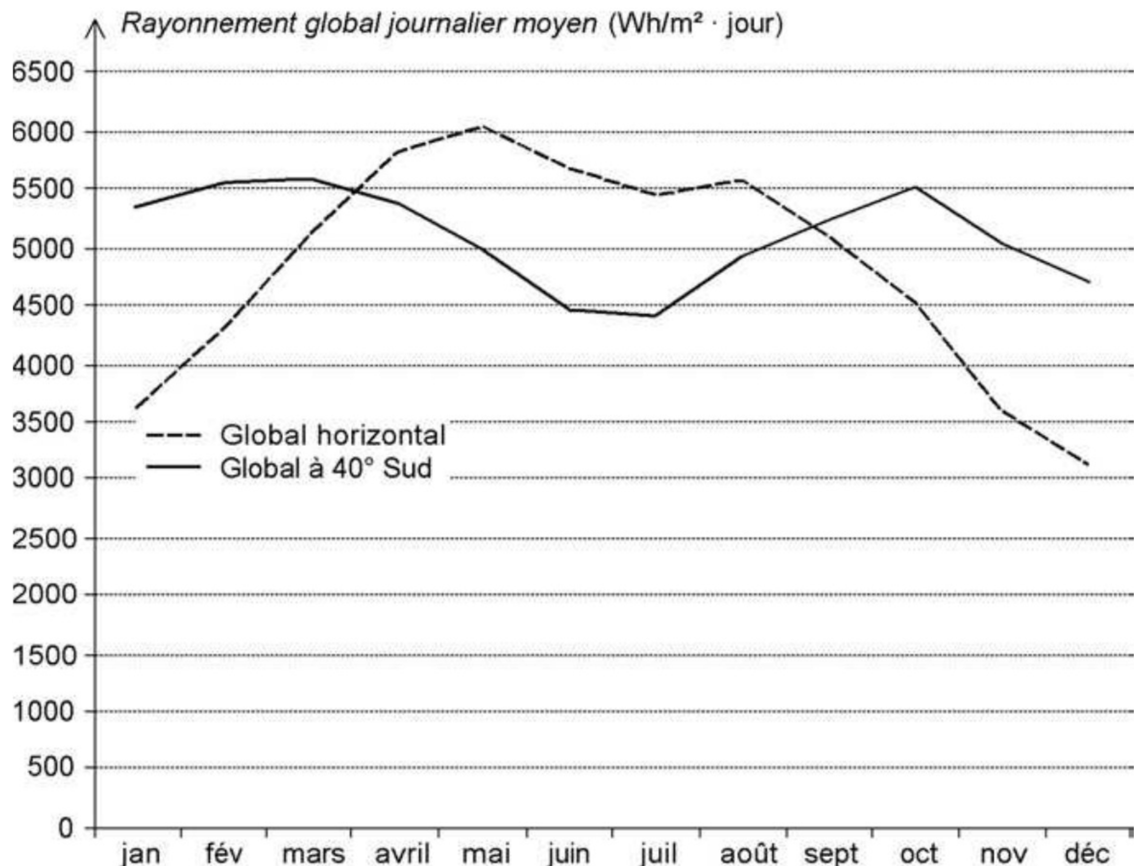


Figure 5.58 – Rayonnement solaire à Cap Juby (Maroc).

toute l'année supérieur ou égal à 4,4 kWh/m^2.jour. C'est cette exposition optimale pour la latitude de notre site (latitude du lieu + 10°), pour une utilisation annuelle, qu'il faut appliquer pour ce deuxième système.

☐ Système de pompage

Choix du matériel

Le puits étant à 30 m de profondeur, la pompe choisie sera de type immergée (les pompes de surface ne sont pas adaptées à des forages plus profonds que 6 m en général). Son système photovoltaïque, rappelons-le, sera indépendant du système principal.

Les performances de pompage ne sont pas très contraignantes : de nombreuses pompes peuvent satisfaire le besoin, qui est de faible capacité par rapport à tous les produits existant sur le marché. On trouve en effet des pompes photovoltaïques pouvant puiser des dizaines de m^3 par jour jusqu'à 200 m de profondeur (§ 5.4.4).

Le besoin de la ferme, ici, est nettement plus modeste : le volume journalier demandé est de 900 litres/jour de mars à septembre et de 550 litres/jour le reste du temps, et ce en prélevant l'eau à 30 m de profondeur.

Compte tenu de ces caractéristiques, et pour faire simple, on choisira une pompe en courant continu pour pouvoir travailler « au fil du soleil » sans batterie. C'est la citerne de 4 m^3 qui tiendra lieu de stockage tampon.

Copyright © 2009 Dunod.

Le modèle identifié est une pompe volumétrique de faible encombrement (hauteur 30 cm, diamètre 9,5 cm), prévue pour des forages de 100 mm de diamètre. Il s'agit d'un modèle à diaphragme à trois chambres. Le moteur 24 VDC est à aimant permanent, avec une protection thermique.

D'après les données du fabricant, il apparaît qu'avec seulement 100 Wc installés, en 24 VDC, le volume pompé devrait atteindre 1,2 m^3 pour un rayonnement solaire de 4,5 kWh/m^2.jour et une profondeur de 30 m (de l'entrée dans la citerne et à la pompe). C'est suffisant pour notre besoin quotidien de 900 litres. Or entre le mois de mars et le mois de septembre, le rayonnement global horizontal est de 5 kWh/m^2.jour (figure 5.58). Comme les modules seront légèrement inclinés pour éviter la stagnation des eaux de pluie et qu'ils subiront, comme les autres, un peu de salissures, il est bon d'avoir cette marge. Pendant le reste de l'année, le rayonnement solaire sera compris entre 3 et 5 kWh/m^2.jour. Compte tenu de la longueur des journées, il est certain qu'en hiver, le rayonnement instantané sera rarement de 1 000 W/m^2. Il est donc intéressant de monter en amont de la pompe un « booster » qui lui permettra de démarrer même sous un rayonnement plus faible, afin de ne pas risquer la pénurie d'eau. Un booster présente aussi l'avantage de protéger la pompe contre des surintensités ou des surtensions accidentelles.

Le système de pompage est donc composé de :

- un module photovoltaïque 100 Wc-24 V (du même type que ceux du système principal) ;
- une pompe volumétrique submersible 24 V ∅ 9,5 cm ;
- un booster électronique de démarrage ;
- un tuyau d'eau de 1/2″ de diamètre ;
- un câble étanche d'alimentation ;
- une citerne de 4 m^3 posée au sol ;
- un abreuvoir pour les animaux (de 500 litres par exemple).

La figure 5.59 montre la disposition de ces différents éléments.

□ Système principal

Modules photovoltaïques

Faisons d'abord un calcul approché de la puissance en W_c à mettre en œuvre (calcul décrit au chapitre 1).

Le coefficient de pertes sera pris égal à 0,7 dans un premier temps. La consommation électrique journalière est de 4 590 Wh et le rayonnement solaire global minimum est de 4,4 kWh/jour, donc :

$$P_c = \frac{4,59}{4,4 \times 0,7} = 1,49 \text{ kWc}$$

Si l'on se reporte au tableau 5.18 sur les tensions recommandées pour les systèmes photovoltaïques (voir 5.5.4), on voit d'ores et déjà que le système devra être câblé en 24 V. Il est clair également que la technologie silicium cristallin sera choisie, en raison de la puissance totale à installer.

© Dunod – La photocopie non autorisée est un délit.
Copyright © 2009 Dunod.

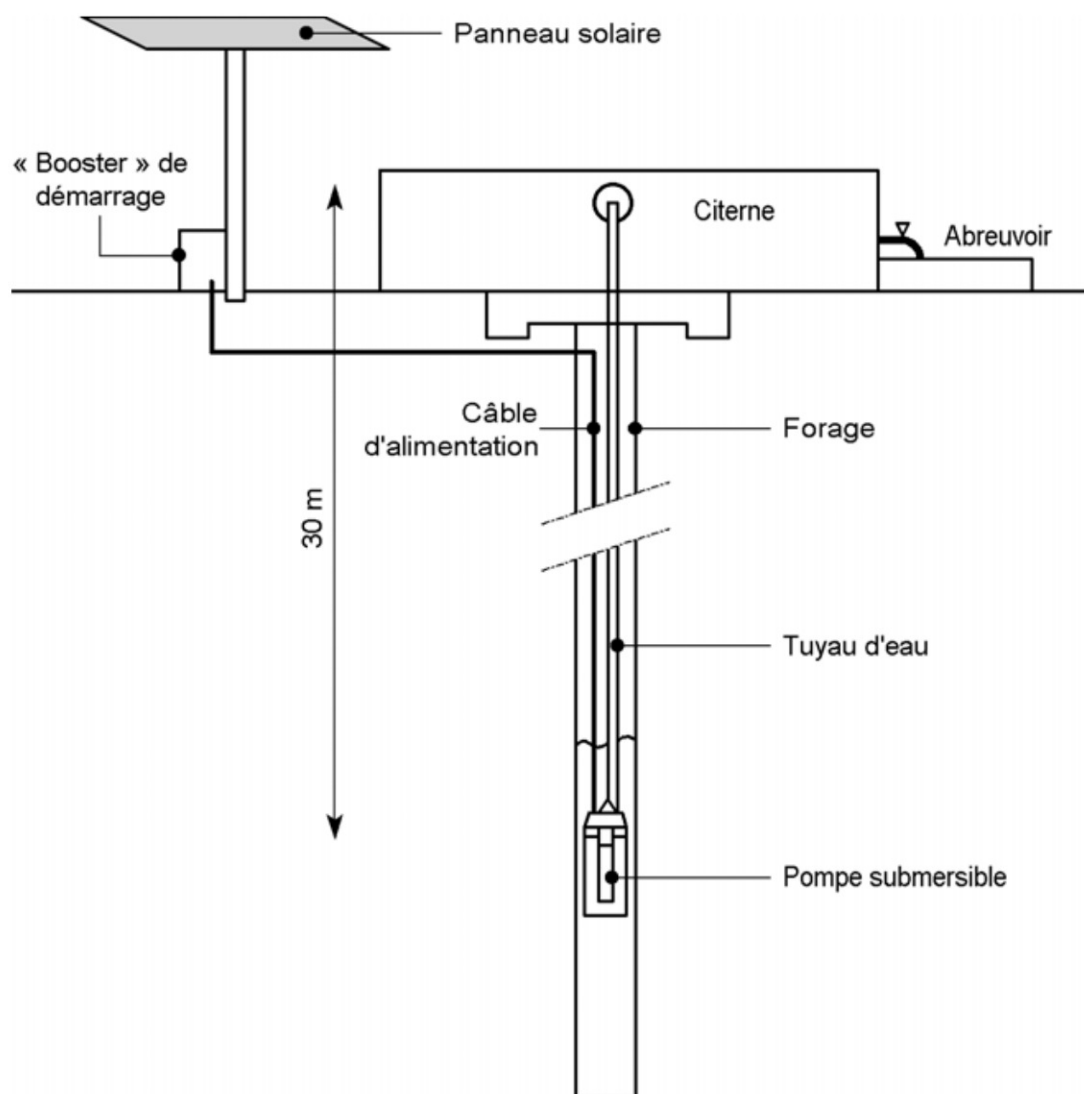


Figure 5.59 – Système de pompage.

Pour monter ce système, on identifie des modules 100 Wc-24 V produisant chacun 2,85 A/35 V aux conditions STC, d'une surface de 0,7 m^2 (rendement 14 %).

Le champ photovoltaïque serait donc de quinze modules 100 Wc-24 V montés en parallèle, puissance crête totale 1500 Wc, courant de charge 42,8 A (2,85 × 15), surface totale 11 m^2 (15 × 0,7 m^2).

Avant de confirmer ce choix, nous allons identifier les autres composants du système afin de chiffrer les pertes.

Batterie

La capacité de la batterie va dépendre en priorité de l'autonomie sans apport solaire souhaitée. Les périodes de mauvais temps sont constatées dans la région surtout en octobre avec des épisodes pluvieux qui peuvent durer trois ou quatre jours. Le reste du temps, on ne rencontre que très rarement un ciel couvert plus de deux jours d'affilée. La durée de trois jours sans soleil est donc une valeur assez correcte qui limitera considérablement le risque de rupture de la fourniture électrique.

Copyright © 2009 Dunod.

Pour le système de pompage, on a décidé de prendre une valeur de quatre jours pour assurer un service en eau toute l'année sans interruption (dans ce cas le stockage est dans la citerne et non dans la batterie, et c'est beaucoup moins onéreux !).
La consommation journalière en Ah du système principal est de 191,2 Ah en 24 V (= 4 590 Wh/24). Avec un coefficient initial de 0,7 et 3 jours d'autonomie sans apport solaire, la capacité batterie doit donc être de :

$$C_{\mathrm{n}} = \frac{191{,}2 \times 3}{0{,}7} = 820 \text{ Ah}$$

Dans ces capacités, sachant que les lieux sont occupés, il est clair qu'il faut recourir à une batterie plomb « ouverte » (à électrolyte liquide). L'entretien pourra être assuré régulièrement, rien n'oblige à recourir à une batterie étanche. La technologie choisie sera un modèle à électrodes tubulaires, qui annonce 500 cycles de décharge à 80 %.
Un modèle de capacité nominale 800 Ah existe qui serait compatible avec un coefficient de pertes de 0,72.
Sachant que la température ambiante est la plupart du temps entre 15 et 25 °C, la perte de capacité en température peut être estimée à 10 % en hiver. Si on garde ce coefficient de pertes de 0,72, cela conduit donc à une profondeur de décharge autorisée de 80 % ($0{,}72 = 0{,}8 \times 0{,}9$). Ce qui est correct puisqu'on peut ainsi disposer de 500 cycles.
Nous avons donc une batterie composée de 12 éléments 800 Ah-2 V au plomb « ouvert » à électrodes tubulaires. La dimension de chaque élément 2 V est de $200 \times 150 \times 650$ mm. Si on les aligne en deux rangées de six éléments, le parc batterie aura un encombrement au sol de 400×900 mm et une hauteur de 800 mm environ (pour ce type d'arrangement, voir figure 5.50, et les explications qui l'accompagnent). Pour ce qui est de son rendement de charge en courant, il est de 80 % minimum.

Régulateur

Compte tenu de la tension, de la puissance du système et du type de batterie, on s'oriente vers un régulateur série avec charge d'égalisation.
Pour ce type de régulateur, le courant de charge maximal doit être pris égal $1{,}5 \times$ le courant de fonctionnement des modules en 24 V, soit :

$$1{,}5 \times 2{,}85 \text{ A} \times 15 = 1{,}5 \times 42{,}8 \text{ A} = 64{,}1 \text{ A pour les 15 modules 100 Wc}$$

Quant au courant de décharge des récepteurs, il dépend de la puissance de l'ensemble des récepteurs qui seront montés en sortie « utilisation » du régulateur. Comme dans le cas du chalet, l'onduleur, avec sa propre protection batterie basse, sera branché directement sur la batterie, ainsi que la machine à traire, munie du même dispositif (elle ne peut plus fonctionner quand la batterie est trop basse).
Si l'on considère la consommation de tous les matériels sauf celle de la machine à traire et de ceux qui fonctionnent en 230 VAC (l'outillage portatif et l'onduleur), la puissance maximale susceptible d'être tirée sur le régulateur est de 285 W en 24 V seulement (tableau 5.25), ce qui donne à peine 12 A. La régulation série doit donc être en 24 V et dimensionnée pour des courants d'entrée de 70 A et de sortie de 12 A.

© Dunod – La photocopie non autorisée est un délit.
Copyright © 2009 Dunod.

Avec ce genre de courant assez élevé en sortie de panneaux, afin d'éviter les gros câblages, c'est plus simple de mettre deux régulateurs en parallèle, reliés chacun à un sous-ensemble de panneaux. Pour 2 × 35 A d'entrée, on peut avantageusement monter des régulations avec des relais mercure de puissance (il existe un modèle qui passe justement 35 A). Ils sont assez bon marché et fiables en pays chauds.

Câblage et implantation des composants

Avec ces deux régulateurs, on divise donc le champ photovoltaïque en deux sous-ensembles de sept ou huit panneaux. Le courant d'un groupe de sept panneaux en parallèle serait de 7 × 2,85 = 20 A et d'un groupe huit panneaux de 8 × 2,85 = 23 A.
À l'aide du tableau 5.19, on calcule les pertes en ligne entre les composants. Pour 10 mm² de section, avec 1 A de courant, on perd 4 mV/m en câble double. Avec un tel câble 2 × 10 mm², pour 23 A (huit panneaux), on perdrait donc 92 mV/m entre les modules et le régulateur, soit 0,92 V s'il y a 10 m à parcourir.
Du côté des récepteurs, le courant de la seule machine à traire est déjà de 47 A (= 1 120 W/24 V). Si on l'alimente depuis la batterie avec un câble de 10 m de 2 × 10 mm², la perte sera de 1,88 V : si on réduit cette distance à 3 m, cela amènerait la perte à seulement 0,56 V.
L'implantation physique et la distance entre les postes sont donc primordiales dans cette affaire. En pratique, la batterie, le régulateur et l'onduleur seront placés dans l'étable avec la machine à traire, puisque c'est cette dernière qui consomme le plus. On aura ainsi un abri pour ces composants sensibles. On prévoira une bonne ventilation de la pièce (pour les émanations éventuelles d'hydrogène en cas de surcharge accidentelle). Le champ photovoltaïque sera situé le plus près possible de ce local de façon à rester en dessous de ces 10 m de parcours pour les câbles (implantation générale à la figure 5.60).

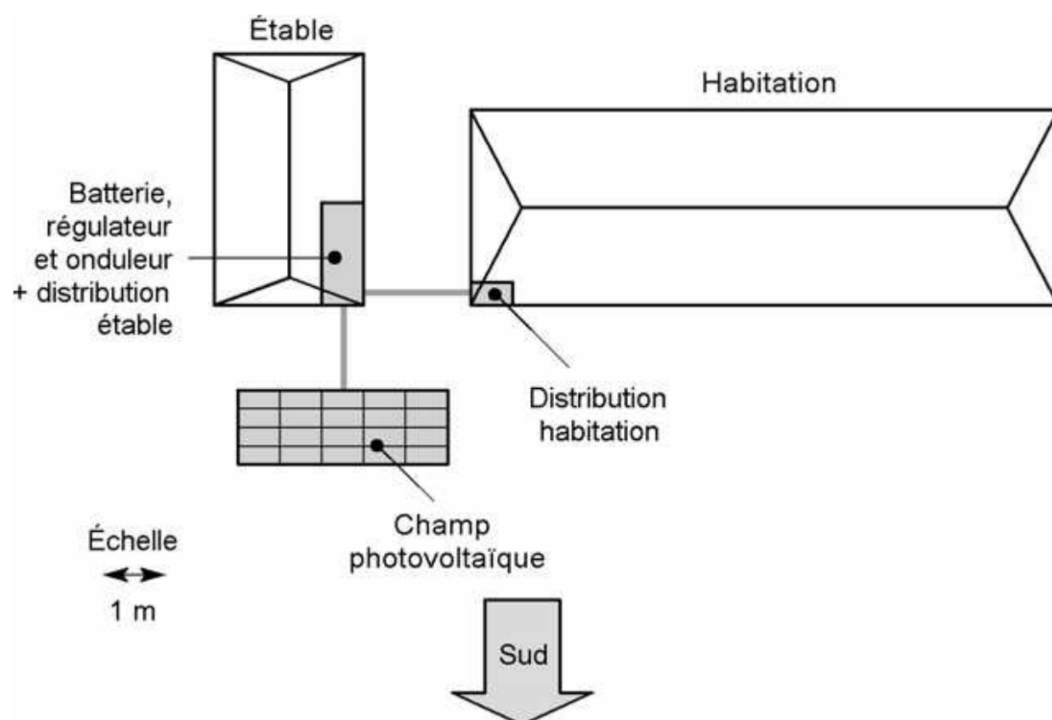


Figure 5.60 – Situation générale de la ferme et de son alimentation principale.

Copyright © 2009 Dunod.

L'habitation abritera quant à elle la distribution 24 VDC domestique câblée depuis le régulateur, plus un câble 230 VAC provenant de l'onduleur pour l'alimentation de l'ordinateur.

Calcul des pertes

Pertes en tension : Une fois le plan général établi, on voit qu'entre les modules (connectés sur une boîte de jonction sous le châssis) et la batterie, la distance réelle ne sera que de 6 m finalement. Ce qui donne une perte ohmique dans le câble de 92 mV/m × 6 m = 0,55 V avec le câble de 2 × 10 mm^2 en 23 A (en supposant un sous-ensemble à huit panneaux).
Notre régulateur série engendre quant à lui une perte de 0,44 V et les diodes en sortie de chaque branche de deux modules ont une chute de tension de 0,5 V.
Pour évaluer la perte par élévation de température, on considère que les modules sont à la NOCT (§ 3.1.4) : 40 °C en permanence. La chute étant de – 0,4 %/°C, on va avoir une baisse de tension de 6 % pour un écart de 15 °C (40 °C au lieu de 25 °C). La tension V_m des modules étant de 35 V, la chute du fait de la température sera de 2,1 V par branche parallèle.

Les pertes en tension par branche s'élèvent donc à : 0,55 + 0,5 + 0,44 + 2,1 = 3,59 V. La tension nominale par branche est en sortie de modules de 35 V à 25 °C. Dans les conditions d'exploitation, la tension disponible au niveau de la batterie serait donc au minimum de 35 – 3,59 V = 31,4 V soit 2,62 V par élément de batterie (il y en a 12). C'est assez pour charger la batterie : il suffit de 2,45 V en général, sauf en cas de charge forcée. Le supplément de tension est une bonne chose, cela permettra une charge efficace même sous un rayonnement solaire instantané plus bas que 1 000 W/m^2. La tension V_m baissera typiquement de 35 à 33 V sous un rayonnement de 300 W/m^2, d'où une tension de charge de 33-3,59 = 29,4 V à l'entrée de la batterie, soit 2,45 V/élément.
Conclusion : Les modules de 100 Wc, avec leur point de charge STC à 2,85 A/35 V sont adaptés, il faut maintenant confirmer le dimensionnement de 1 500 Wc installés.

Pertes en courant : Les salissures des modules ne seront pas un problème, les utilisateurs veilleront à leur propreté, on ne prendra que 5 % de pertes de ce côté. Il reste à prendre en compte le rendement de charge de la batterie qui est évalué à 80 %.
On appliquera donc, pour le calcul final du courant de charge du champ photovoltaïque un coefficient de pertes en courant :

$$C_p = 0,95 \times 0,8 = 0,76$$

Il faut aussi vérifier que toutes les consommations annexes ont été prises en compte. En particulier, la consommation du ou des régulateurs. La technologie choisie est économe en énergie, sa consommation permanente est de 125 mA, ce qui fait 3 Wh/jour sous 24 V. C'est faible comparé à la consommation journalière de 4 590 Wh, mais il faut tout de même l'ajouter.

Choix définitifs pour le système principal

Le courant de charge demandé au système est donc au final de :

$$I_m = \frac{4\ 593}{4,4 \times 34 \times 0,76} = 40,4 \text{ A}$$

Copyright © 2009 Dunod.
© Dunod – La photocopie non autorisée est un délit.

Comme les modules délivrent chacun 2,85 A, le besoin définitif est de :

$$40{,}4/2{,}85\ \text{A} = 13{,}8\ \text{modules !}$$

Le nombre de modules à installer sera finalement de 14 et la puissance de 1 400 Wc (1,4 kWc). Le courant de charge total sera de $14 \times 2{,}85$ A soit 40 A. On subdivisera donc le champ photovoltaïque en deux sous-ensembles de sept modules (20 A nominal par sous-ensemble), chacun branché sur un régulateur 35 A. Pour plus de commodité, l'un des régulateurs alimentera les récepteurs 24 V de l'étable (sauf la machine à traire) et à l'autre les récepteurs de la maison (schéma de principe définitif, figure 5.61).

Grâce à l'évaluation sérieuse des pertes, on a économisé un module et défini les règles à respecter dans l'installation physique et électrique du système.

Caractéristiques finales du système photovoltaïque principal :

– 14 modules 100 Wc-24 V en silicium cristallin, donnant au total 40 A/35 V en charge STC (surface environ 11 m^2) ;
– 2 régulateurs série 24 V, 35 A d'entrée sur relais mercure, courant de sortie : 15 A pour l'un, 3 A pour l'autre ;
– 1 batterie plomb « ouverte » à électrodes tubulaires 800 Ah-24 V avec 576 Ah de charge utile ($400 \times 900 \times 650$ mm) ;
– 1 onduleur sinusoïdal 24 V-800 VA à distorsion harmonique < 3 % et rendement minimum 85 % ;
– 1 convertisseur 24 VDC/12 VDC à 80 % de rendement.

Installation

Pour l'installation, on suivra les instructions données au paragraphe 5.5.7 et surtout les conseils de sécurité lors de l'implantation des modules et des batteries. Comme la place ne manque pas, le châssis pour les modules sera construit de telle sorte qu'il n'y ait pas de masquage entre les rangées : on placera les panneaux côte à côte et les uns au-dessus des autres plutôt que les uns derrière les autres. Dans chaque groupe, les sept modules seront câblés en parallèle sur une boîte de connexion munie de diodes anti-retour 4 A placés au centre. On choisira les diamètres de câble en fonction des distances à l'aide du tableau 5.19 ou de l'abaque de la figure 5.42.

La figure 5.61 montre la disposition et les liaisons entre les composants. Pour les fusibles, coupe-circuits, parasurtenseurs et précautions de montage, se reporter à la description du câblage du chalet. Les récepteurs domestiques (éclairage, ventilateur, réfrigérateur et téléviseur) seront répartis sur les deux régulateurs selon leur disposition dans les locaux (un régulateur pour la maison, un autre pour l'étable), on placera donc un tableau de distribution au mur dans chaque bâtiment. Le convertisseur DC/DC pour la télévision sera mis à proximité de celle-ci de façon à éviter le doublement de l'ampérage le long du câble lors du passage en 12 V.

Copyright © 2009 Dunod.

Copyright © 2009 Dunod.

© Dunod – La photocopie non autorisée est un délit.

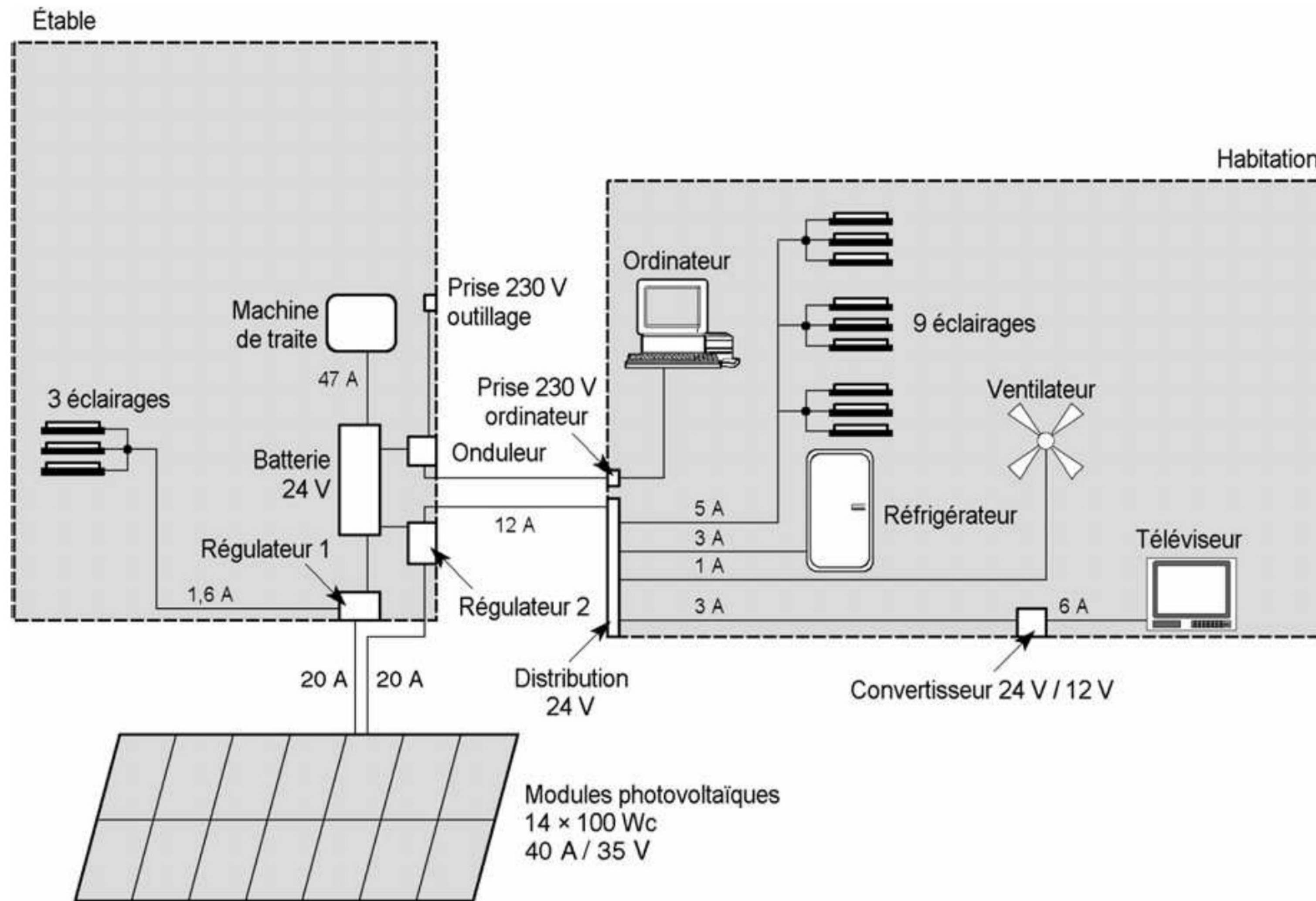


Figure 5.61 – Schéma d'implantation détaillé des composants de la ferme (système principal).

5.6.4 Station d'épuration dans le Vaucluse

Une petite commune agricole dans le Vaucluse a construit sa station d'épuration en bas du village loin d'une ligne EDF. Lorsqu'il a fallu creuser une tranchée pour faire passer une liaison au réseau, le propriétaire du champ à traverser a refusé le passage. La station était terminée n'attendant plus qu'une alimentation 3×400 V triphasée. La commune a alors décidé d'alimenter le tout avec des panneaux photovoltaïques.

Le cahier des charges était de faire tourner une pompe triphasée consommant 2,2 kW pendant 3-4 heures chaque jour pour transférer les effluents d'une hauteur d'environ deux mètres.

Le tableau 5.26 présente tous les paramètres de ce système autonome. Les huit premières lignes résument les caractéristiques du système (tension, puissance, courant…). Tous ces paramètres sont variables et vont modifier l'équilibre du système qui doit produire assez d'énergie pour couvrir ses besoins de pompage. Les calculs utilisent un tableur de type Excel où chaque cellule peut être librement programmée. Par exemple, en augmentant le nombre de panneaux en parallèle, on modifie proportionnellement le courant de charge total du système.

Les lignes suivantes sont réservées au dimensionnement du système où on calcule pour chaque mois la production moyenne d'énergie et la charge restant dans la batterie. Les données solaires ont été récupérées sur le site PVGIS[1] établi par le JRC d'Ispra (laboratoire solaire de la Communauté européenne) qui fournit pour un emplacement d'Europe ou d'Afrique l'irradiance dans un plan quelconque, basée sur les statistiques d'ensoleillement de 1981 à 1990. Ce site donne également les températures diurnes moyennes qui permettent d'évaluer le courant de charge nominal des panneaux pour chaque mois et température. Nous prenons comme valeur le courant à 29 volts qui correspond à une fin de charge. Nous ne tenons pas compte de la résistance interne de la batterie, ce courant étant faible (environ 30 A) par rapport à la grande capacité de la batterie (900 Ah). Les chutes de tensions à travers les câbles et régulateurs sont estimées à 1 V. On a choisi de monter deux régulateurs de 30 A en parallèle pour avoir un peu de réserve en cas de surintensité due aux nuages (concentrateurs) et pouvoir également ajouter quelques panneaux si nécessaire.

Tous les calculs d'énergies sont effectués en Ah pour s'affranchir des tensions de charge et décharge trop compliquées à modéliser dans cet exemple. On peut en alternative effectuer ce calcul dans PVsyst qui va tenir compte de manière plus globale de la tension de batterie. Le rendement charge/décharge de 85 % en Ah est une valeur conservative qui tient compte du vieillissement du système.

Ce calcul simple considère que la production solaire journalière est uniforme dans le mois : on divise l'irradiance mensuelle par le nombre de jours du mois : cette manière de faire est pratique parce qu'avec de l'expérience, on finit par connaître pour une région donnée, ce qu'un panneau peut alimenter chaque jour. Dans l'exemple de la station d'épuration (STEP), la charge solaire passe de 2,8 kWh/m^2.j en décembre à 5,6 kWh/m^2.j au mois d'août lorsque les panneaux sont inclinés à 60°.

1. http://re.jrc.ec.europa.eu/pvgis/index.htm

Copyright © 2009 Dunod.

Tableau 5.26 – Données du système step/Vaucluse.

STEP VAUCLUSE	Pompe	2 200	W	Stand-by commande :	12	W
	I pompage	108	A		0,50	A
	V système	24	V	Rendement système	0,85	en Ah
	I panneau	7,23	A STC	Capacité de batterie	900	Ah/100 heures
	Nb panneau série	2				
	Nb pan parallèle	4				
	I total de panneau	28,92	A STC	Consomm/jour	93	Ah
	P 1 panneau	125	W	P pan installée	1 000	W

	Irr solaire kWh/m2.m tilt 60° sud	T jour moy °C	Durée /jour h	Durée /mois h	Consom stand-by Ah/m	Consom totale Ah/m	Courant pan à 29 V	Production Ah/mois	Capacité Ah
Janv.	102,6	6,4	0,75	23,3	372	2 879	7,70	3 160,4	900
Févr.	103,6	7,9	0,75	21,0	336	2 601	7,70	3 190,9	900
Mars	152,8	11,5	0,75	23,3	372	2 879	7,65	4 676,6	900
Avril	142,2	13,9	0,75	22,5	360	2 786	7,62	4 334,3	900
Mai	147,3	18,5	0,75	23,3	372	2 879	7,55	4 447,0	900
Juin	155,4	22,8	0,75	22,5	360	2 786	7,42	4 612,3	900
Juill.	169,0	25,1	0,75	23,3	372	2 879	7,00	4 730,6	900
Août	173,0	24,6	0,75	23,3	372	2 879	7,00	4 843,4	900
Sept.	160,2	20,3	0,75	22,5	360	2 786	7,42	4 754,7	900
Oct.	127,1	16,7	0,75	23,3	372	2 879	7,55	3 838,4	900
Nov.	102,6	10,4	0,75	22,5	360	2 786	7,65	3 139,6	900
Déc.	87,1	7,0	0,75	23,3	372	2 879	7,70	2 683,0	704

© Dunod – La photocopie non autorisée est un délit.
Copyright © 2009 Dunod.

Le système pourrait ainsi consommer deux fois plus d'énergie au maximum de l'été par rapport au creux de l'hiver. Cependant, il ne faut pas oublier qu'un panneau connecté à une batterie sans régulateur à MPPT reste à la tension de batterie (plus la chute de tension du câblage et tension de passage du régulateur) et charge alors en moyenne au courant correspondant. Dans ce cas de figure, il est souvent plus simple de calculer tout le système en A de charge et décharge et d'assimiler l'énergie à des Ah « à la tension de batterie ». Pour déterminer le courant de charge nominal du panneau, on considère une tension de charge maximale de la batterie (ici 29 V) et on cherche sur les courbes I/V du panneau le courant correspondant pour les températures diurnes de chaque mois de l'année. Dans l'exemple ici, nous avons considéré qu'en juillet-août, le panneau est à sa température NOCT (T diurne d'environ 25 °C) et pour les mois moins chauds, nous avons estimé la baisse de NOCT jusqu'à un minimum de 20 °C en hiver.

L'estimation du rendement du système tient compte du rendement charge/décharge en Ah de la batterie et de la perte due aux onduleurs. Comme le système fonctionne de jour également, ce rendement est légèrement plus élevé que si toute l'énergie devait passer par la batterie (cas de l'éclairage par exemple). Nous prenons une valeur de 0,85, soit 2 % plus élevée que le cas nocturne.

Le calcul de la consommation donne :

$$\text{Cons} = \text{Conp} + \text{Stby}$$

avec :

Conp = consommation de la pompe

Stby = stand-by de la commande

Pour la production solaire, nous calculons :

$$\text{Prod} = \text{Irr} \times \text{Ipan} \times \text{Npan} \times \text{Eta}$$

avec :

– Irr = irradiance mensuelle
– Ipan = courant « du mois », fonction de la température
– Npan = nombre de panneaux en parallèle
– Eta = rendement du système = 0,85

L'état de charge de la batterie (capacité) est alors :

$$\text{Cap} = \text{MIN}\ [\text{Ca}\ ;\ (\text{Prod-Cons}) + \text{Cap}(m-1)]$$

avec :

– Ca = capacité nominale de la batterie
– Cap(m – 1) = capacité finale du mois précédent

Comme ce calcul est circulaire sur l'année, nous estimons que la batterie est pleinement chargée le meilleur mois de l'année (ici août), donc à ce mois, nous introduisons la capacité nominale Ca au lieu de la formule d'état de charge.

En variant le nombre de panneaux en parallèle, nous trouvons rapidement la puissance minimale à installer remplissant le cahier des charges.

Les figures 5.62 et suivantes présentent les schémas électriques de cette réalisation et une vue du champ photovoltaïque.

Copyright © 2009 Dunod.

Copyright © 2009 Dunod.

© Dunod – La photocopie non autorisée est un délit.

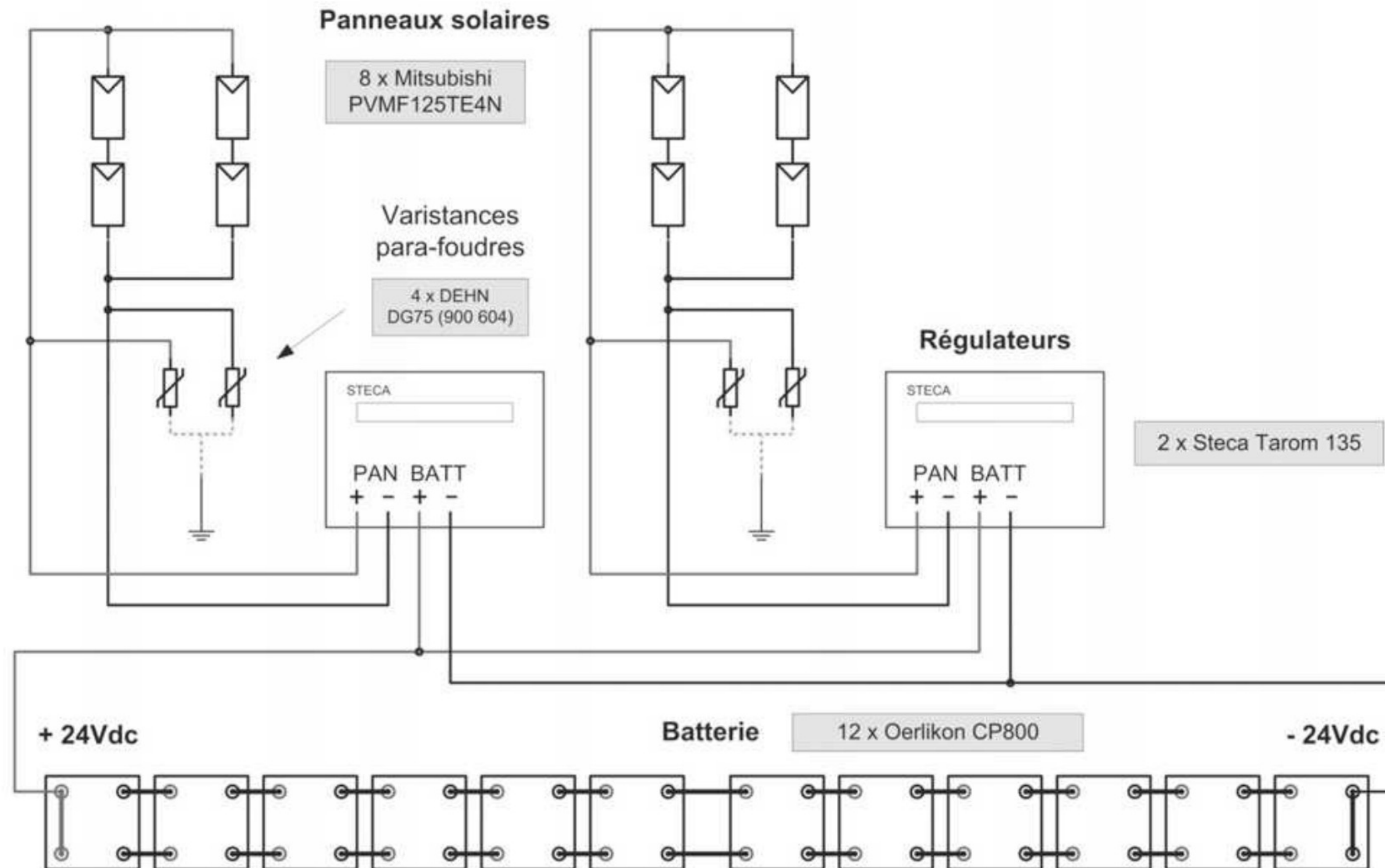


Figure 5.62 – Schéma électrique du système solaire STEP.

Copyright © 2009 Dunod.

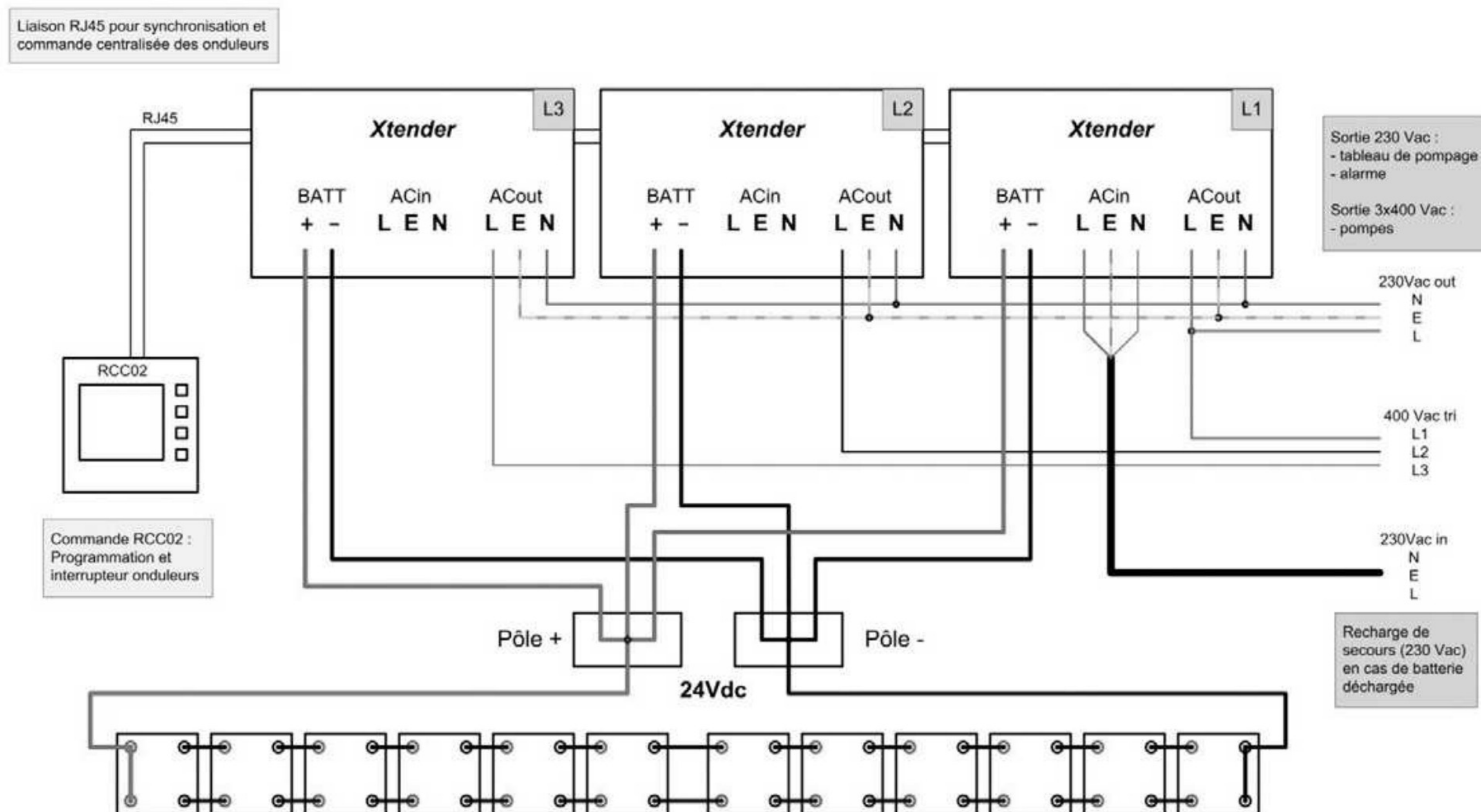


Figure 5.63 – Schéma électrique de l'alimentation triphasée STEP.

Le dimensionnement de la batterie tient compte de dix jours d'autonomie en cas de mauvais temps. Ce temps n'est pas plus élevé compte tenu des bonnes conditions climatiques de la région où l'hiver est souvent sec et ensoleillé.



Figure 5.64 – Système solaire STEP.

Copyright © 2009 Dunod.

Copyright © 2009 Dunod.

ANNEXE 1 • GRANDEURS PHYSIQUES ET UNITÉS

Caractéristiques électriques d'un récepteur

□ Données instantanées

P : puissance électrique en watts (W)	1 kW = 1 000 W = 100 000 mW
I : courant consommé en ampères (A)	1 A = 1 000 mA = 100 000 µA
V ou U : tension de fonctionnement en volts (V)	1 V = 1 000 mV

$$P = U \cdot I$$
$$(\text{W}) = (\text{V}) \cdot (\text{A})$$

Exemple : Appareil consommant 4 A sous 12 V, puissance électrique $P = 48$ W.

□ Données intégrées sur une période de temps

E : Énergie consommée sur une période de temps

$$E = P \cdot N \quad \text{en watts-heures pour une durée de } N \text{ heures}$$
$$(\text{Wh}) = (\text{W}) \cdot (\text{h})$$

ou pour une tension de système constante (par ex. 12 V)

$$E = I \cdot N \quad \text{en ampères-heures pour une durée de } N \text{ heures}$$
$$(\text{Ah}) = (\text{A}) \cdot (\text{h})$$

Remarque : Cette grandeur en Ah est assimilable à une capacité (de batterie par exemple).

Exemple : Énergie consommée par un appareil 4 A sous 12 V pendant 5 h :
$E = 4 \text{ A} \times 5 \text{ h} = 20$ Ah sous 12 V, ou $E = 48 \text{ W} \times 5 \text{ h} = 240$ Wh.

Attention : diviser la durée par 60 si elle est exprimée en minutes, et par 3 600 si elle est exprimée en secondes, pour la convertir en heures.

$$E = \frac{P \cdot n}{60} \quad \text{en watts-heures pour une durée de } n \text{ minutes}$$

© Dunod – La photocopie non autorisée est un délit.
Copyright © 2009 Dunod.

Exemple : Énergie consommée par un appareil 4 A sous 12 V pendant 10 min :

$$E = \frac{48 \text{ W} \times 10 \text{ min}}{60} = 8 \text{ Wh}$$

ou $E = \dfrac{4 \text{ A} \times 10 \text{ min}}{60} = 0{,}667 \text{ Ah} = 667 \text{ mAh}$

Remarque : Les unités W/h et A/h n'ont aucun sens.

Rayonnement lumineux

☐ Longueur d'onde d'un rayonnement lumineux

Micromètres (µm) = 10^{-6} m

Nanomètres (nm) = 10^{-9} m

Exemple : rayonnement de couleur verte : λ = 550 nm = 0,55 µm.

☐ Énergie du photon

Électron-volt (eV) $E = \text{h}\nu = \dfrac{\text{hC}}{\lambda}$

où h est la constante de Planck, ν la fréquence, C la vitesse de la lumière et λ la longueur d'onde.

ou plus simplement $E = \dfrac{1{,}24}{\lambda}$ avec E en eV et λ en µm.

Exemple : Énergie du photon de longueur d'onde 550 nm :

$$E = \frac{1{,}24}{0{,}55} = 2{,}25 \text{ eV}.$$

☐ Intensité du rayonnement solaire

Rayonnement solaire instantané reçu sur une surface :

watts par mètre carré (W/m^2) $1 \text{ W/m}^2 = 0{,}1 \text{ mW/cm}^2$

Rayonnement solaire intégré (ou cumulé) sur une période de 24 h (= énergie) :

watts · heure ou kilowatts · heure par mètre carré et par jour
($\text{Wh/m}^2 \cdot \text{j}$) ou ($\text{kWh/m}^2 \cdot \text{j}$)

Exemple : Rayonnement solaire moyen intégré sur une journée à Paris au mois de décembre : $1{,}12 \text{ kWh/m}^2 \cdot \text{j}$.

Autres unités d'énergie : langley (Ly), joule par centimètre carré (J/cm^2) ou kilocalories par mètre carré (kcal/m^2).

$$1 \text{ J/cm}^2 = 2{,}9 \text{ kcal/m}^2 = 2{,}78 \text{ Wh/m}^2$$

Copyright © 2009 Dunod.

$$1 \text{ Ly} = 1 \text{ cal/cm}^2 = 11{,}62 \text{ Wh/m}^2$$

☐ **Émission par une source de lumière artificielle**

Émission totale :

lumens (lm)

Efficacité lumineuse d'une lampe (quantité de lumens émis par rapport à la puissance électrique consommée) :

lumens par watt (lm/W)

Éclairement reçu sur une surface dans le domaine de sensibilité de l'œil humain (400-700 nm) :

$$\text{lux} = \text{lm/m}^2 \text{ (homogène à des W/m}^2\text{)}$$

Exemple : Éclairement sur un bureau : 300 lux.

Copyright © 2009 Dunod.

Copyright © 2009 Dunod.



Figure A2.1 – Ensoleillement en Europe
Valeurs moyennes du rayonnement global (intégré sur 24 h au mois de décembre)
pour une orientation Sud et une inclinaison de 60° par rapport à l'horizontale (en kWh/m^2 · j)

Copyright © 2009 Dunod.

© Dunod – La photocopie non autorisée est un délit.

Tableau A2.1 – Europe.

Pays	Lieu	Lat.		Long.			Jan	Févr.	Mars	Avril	Mai	Juin	Juil.	Août	Sept	Oct.	Nov.	Déc.
Norvège	Bergen	60,2	N	5,2	E	Gh	196	721	1 708	3 272	4 134	4 853	4 145	3 493	1 857	938	302	118
						G 60°Sud	300	1 180	2 380	3 660	3 840	4 190	3 650	3 580	2 270	1 470	510	170
Allemagne	Hambourg	53,5	N	10,0	E	Gh	521	1 132	2 231	3 553	4 688	5 437	4 820	4 340	2 786	1 489	671	401
						G 60°Sud	900	1 750	2 830	3 680	4 200	4 580	4 170	4 340	3 290	2 180	1 160	800
	Dresden	51,7	N	13,3	E	Gh	721	1 212	2 377	3 435	4 416	5 015	5 047	4 368	3 075	1 718	831	500
						G 60°Sud	1 350	1 850	2 910	3 430	3 840	4 080	4 290	4 220	3 580	2 420	1 390	910
Belgique	Oostende	51,2	N	2,9	E	Gh	622	1 368	2 624	3 968	4 991	5 795	5 122	4 370	3 268	1 887	849	534
						G 60°Sud	1 000	2 050	3 210	3 970	4 310	4 690	4 270	4 190	3 830	2 660	1 390	960
Espagne	Madrid	40,4	N	3,7	W	Gh	1 728	2 627	4 154	5 450	6 169	6 692	7 224	6 485	4 801	3 161	1 985	1768
						G 60°Sud	3 040	3 790	5 260	4 970	4 600	4 690	5 310	5 870	5 230	4 370	3 320	3 800
France	Carpentras	44,1	N	5,1	E	Gh	1 591	2 536	3 750	5 295	6 291	7 047	7 515	6 229	4 592	3 210	1 884	1 461
						G 60°Sud	3 130	4 050	4 620	5 220	5 180	5 320	6 000	5 850	5 310	4 880	3 450	3 170
	Nice	43,7	N	7,2	E	Gh	1 723	2 459	3 913	5 356	6 095	6 789	7 130	5 916	4 593	3 270	1 989	1 645
						G 60°Sud	3 540	3 810	4 790	5 250	4 980	5 110	5 680	5 490	5 260	4 910	3 760	3 760
	Limoges	45,5	N	1,1	E	Gh	1 190	1 935	3 070	4 388	5 192	5 902	5 959	4 864	3 858	2 603	1 390	1 000
						G 60°Sud	2 090	2 830	3 590	4 190	4 250	4 520	4 770	4 430	4 310	3 690	2 330	1 940
	Nantes	47,1	N	1,4	W	Gh	983	1 848	3 036	4 338	5 157	5 917	6 132	4 896	3 611	2 345	1 260	868
						G 60°Sud	1 956	3 110	3 879	4 250	4 181	4 426	4 752	4 401	4 174	3 642	2 433	1 843
	Trappes (Paris)	48,8	N	2,0	E	Gh	823	1 590	2 699	4 012	4 824	5 567	5 575	4 563	3 475	2 113	1 049	663
						G 60°Sud	1 350	2 360	3 230	3 950	4 090	4 430	4 600	4 290	3 980	2 980	1 730	1 120

Copyright © 2009 Dunod.

Grande-Bretagne	Eskdalmuir	55,2	N	3,1	W	**Gh**	381	1 117	2 012	3 240	3 898	4 669	4 056	3 421	2 310	1 292	651	338
						G 60°Sud	630	1 890	2 540	3 330	3 430	3 880	3 440	3 260	2 610	1 880	1 270	730
	Jersey	49,1	N	2,1	W	**Gh**	506	1 598	2 882	4 296	5 335	5 991	5 606	4 549	3 376	2 133	990	646
						G 60°Sud	1 350	2 430	3 590	4 330	4 600	4 810	4 660	4 290	3 880	3 090	1 640	1 230
	Londres	51,3	N	0,0	W	**Gh**	555	1 099	2 074	3 036	4 122	4 993	4 383	3 618	2 709	1 559	807	470
						G 60°Sud	880	1 630	2 550	3 080	3 660	4 130	3 730	3 500	3 170	2 230	1 380	880
Grèce	Athènes	37,6	N	23,4	E	**Gh**	1 754	2 620	3 820	5 149	6 407	6 838	6 883	6 179	4 856	3 383	2 329	1 694
						G 60°Sud	2 760	3 580	4 260	4 730	5 000	4 830	5 120	5 470	5 320	4 630	3 870	3 040
Italie	Milan	45,4	N	9,3	E	**Gh**	921	1 705	3 004	4 490	5 137	5 828	6 072	5 258	3 818	2 452	1 140	859
						G 60°Sud	1 370	2 300	3 510	4 320	4 250	4 500	4 920	4 820	4 170	3 340	1 730	1 340
	Messina	38,1	N	15,3	E	**Gh**	2 068	2 856	3 872	5 203	6 089	6 686	6 955	6 375	5 051	3 531	2 535	1 794
						G 60°Sud	3 380	3 780	4 190	4 650	4 700	4 740	5 120	5 480	5 340	4 710	4 130	3 070
	Rome	31,8	N	12,6	E	**Gh**	1 695	2 539	3 780	4 993	6 025	6 585	6 861	6 159	4 693	3 287	2 020	1 512
						G 60°Sud	2 930	3 580	4 330	4 670	4 820	4 860	5 350	5 580	5 220	4 610	3 420	2 830
Portugal	Faro	37,1	N	7,5	W	**Gh**	2 224	3 122	4 355	5 714	7 219	7 597	7 688	6 802	5 508	3 980	2 710	2 310
						G 60°Sud	3 920	4 360	4 870	5 310	5 460	5 220	5 540	5 860	5 850	5 380	4 530	4 740
Suisse	Zurich	47,3	N	8,3	E	**Gh**	832	1 614	2 724	3 933	5 025	5 454	5 797	4 558	3 575	2 009	1 000	657
						G 60°Sud	1 090	2 210	3 100	3 750	4 130	4 180	4 660	4 120	3 950	2 640	1 410	880
	Davos	46,5	N	9,5	E	**Gh**	1 551	2 454	3 987	5 233	5 656	5 479	5 558	4 736	4 089	2 876	1 671	1 351
						G 60°Sud	3 030	3 850	4 880	4 950	4 540	4 100	4 330	4 220	4 630	4 330	3 220	3 080

Gh = Global horizontal (en $Wh/m^2 \cdot j$).
G 60° Sud = Global à l'orientation Sud et l'inclinaison 60° (en $Wh/m^2 \cdot j$).

Copyright © 2009 Dunod.

© Dunod – La photocopie non autorisée est un délit.

Tableau A2.2 – Reste du Monde.

Pays	Lieu	Lat.	Long.		Jan	Févr.	Mars	Avril	Mai	Juin	Juil.	Août	Sept	Oct.	Nov.	Déc.
AFRIQUE																
Maroc	Casablanca	33,4 N	7,7 W	**Gh**	2 903	4 064	5 225	5 806	6 386	5 806	6 386	5 806	5 225	4 644	3 483	2 903
				G 40°Sud	4 647	5 707	6 099	5 650	5 484	4 750	5 330	5 337	5 647	6 154	5 443	4 897
	Cap Juby	27,9 N	12,9 W	**Gh**	3 599	4 296	5 109	5 806	6 038	5 689	5 457	5 573	5 109	4 528	3 599	3 135
				G 40°Sud	5 348	5 561	5 589	5 392	4 983	4 474	4 419	4 913	5 224	5 514	5 055	4 708
Égypte	Guizeh	30,0 N	31,2 E	**Gh**	3 367	4 412	5 840	6 769	7 211	7 594	7 443	6 967	6 142	4 865	3 588	3 089
				G 40°Sud	5 155	5 934	6 637	6 425	5 996	5 920	5 991	6 230	6 501	6 167	5 243	4 848
Sénégal	Dakar	14,7 N	17,4 W	**Gh**	4 586	5 353	6 258	6 584	6 456	6 258	5 295	4 435	4 819	4 842	4 656	4 226
				G 20°Sud	5 416	5 974	6 480	6 283	5 798	5 456	4 738	4 167	4 814	5 220	5 383	5 027
Cote-d'Ivoire	Abidjan	5,0 N	4,0 W	**Gh**	4 651	4 883	5 232	5 813	5 582	4 767	4 069	4 185	4 651	5 348	4 767	4 651
				G 10°Sud	4 963	5 075	5 263	5 633	5 253	4 438	3 847	4 035	4 615	5 504	5 045	4 994
Arabie Saoudite	Riyad	24,0 N	50,0 E	**Gh**	4 064	4 644	5 806	6 386	7 547	6 967	5 806	6 967	5 806	5 806	4 644	3 483
				G 30°Sud	5 517	5 674	6 298	6 106	6 534	5 790	4 993	6 385	5 983	6 924	6 181	4 742

Copyright © 2009 Dunod.

ASIE																		
Chine	Honk Kong	22,3	N	114,2	E	**Gh**	3 716	3 646	3 588	3 808	4 528	4 819	5 527	4 656	4 343	5 388	4 621	3 808
						G 20° Sud	4 853	4 251	3 721	3 603	3 988	4 079	4 722	4 262	4 373	6 261	6 005	5 133
Inde	Bombay	18,9	N	72,8	E	**Gh**	5 341	6 038	6 734	7 083	7 315	5 341	4 528	4 296	5 341	5 922	5 806	5 225
						G 30°Sud	7 095	7 243	7 094	6 545	6 126	4 389	3 857	3 877	5 305	6 738	7 512	7 097
Japon	Tokyo	35,7	N	139,8	E	**Gh**	2 160	2 624	3 112	3 553	3 901	3 449	3 820	3 843	2 891	2 299	2 102	1 927
						G 40°Sud	3 397	3 510	3 479	3 442	3 447	2 959	3 315	3 568	3 004	2 750	3 047	3 095
Philippines	Quezon City	14,4	N	121	E	**Gh**	3 576	3 507	5 062	6 015	5 341	5 028	4 087	4 226	4 122	4 226	4 099	4 029
						G 10°Sud	3 887	3 688	5 188	5 942	5 137	4 776	3 933	4 139	4 156	4 418	4 436	4 443
AMERIQUE																		
Canada	Montréal	45	N	72	W	**Gh**	1 471	2 438	3 472	4 401	5 295	5 620	5 817	4 784	3 727	2 229	1 277	1 091
						G 60°Sud	3 130	4 163	4 365	4 193	4 198	4 122	4 414	4 186	4 168	3 183	2 210	2 266
Chili	Santiago	33,4	S	70,7	W	**Gh**	5 573	5 922	5 922	6 270	6 270	6 038	5 573	5 225	5 806	6 038	5 806	5 341
						G 45°Nord	6 201	6 865	6 326	5 653	3 770	3 123	3 337	3 855	4 266	5 688	5 516	6 191
Brésil	Manaus	3,13	S	60	W	**Gh**	4 296	4 180	4 180	4 064	4 296	4 644	4 993	5 457	5 457	5 341	4 877	4 528

Gh = Global horizontal (en $Wh/m^2 \cdot j$).
G 60° Sud = Global à l'orientation Sud et l'inclinaison 60° (en $Wh/m^2 \cdot j$).
G 45°Nord = Global à l'orientation Nord et l'inclinaison 45° (en $Wh/m^2 \cdot j$).

ANNEXE 3 • CONTRÔLE DES SYSTÈMES : CHECK-LIST

■ Panneaux solaires

Nettoyage de la face avant à l'eau claire : enlever les salissures, le sable, les éventuels nids ou autres insectes parasites (même dans la boîte de connexion).

Élagage de la végétation autour si elle a poussé.

Vérification de l'aspect des modules : pas de cellules brunes, pas d'infiltrations éventuelles, ni de dégradations volontaires.

Vérification des supports : surveillance des corrosions éventuelles, serrage des fixations mécaniques.

Vérification des connexions : grattage des corrosions éventuelles, serrage des borniers.

Attention : Pour un système raccordé au réseau, toujours déconnecter le champ photovoltaïque de l'onduleur et travailler avec des outils isolés, des gants, et en observant toutes les règles de sécurité de la haute tension.

■ Régulateur

Vérification de la fixation du régulateur, des fusibles.

Vérification de l'état de charge : les indicateurs doivent être cohérents avec l'état de la batterie d'après sa tension : « batterie pleine », « batterie en charge » ou « batterie basse = délestage ».

Resserrage des borniers de câbles.

■ Batteries

Les contrôles indiqués sont à effectuer au moins une fois par an pour les petits systèmes. Dans le cas de grands systèmes, le suivi devra être planifié et organisé par le fournisseur des composants avec formation *ad hoc* des utilisateurs.

Attention : Les contrôles et opérations de maintenance sur les batteries doivent être effectués avec de l'outillage isolé et en observant les règles de sécurité pour éviter tout court-circuit.

■ Batterie ouverte

Mesure de la tension de chaque élément et report des valeurs dans un tableau.

© Dunod – La photocopie non autorisée est un délit.
Copyright © 2009 Dunod.

Contrôle de l'aspect : bac normal, non déformé, bornes propres (sinon à nettoyer), pas de dépôt visible au bas des plaques (indique une perte de matière active, visible dans un bac transparent).

Contrôle des connexions : bornes bien serrées, câbles tenus, fusibles en état et propres pour toutes les batteries.

Niveau d'électrolyte : plaques bien recouvertes (compléter avec de l'eau déminéralisée si nécessaire), pas de dépôt ou masse suspects entre les grilles.

Mesure de la densité de l'électrolyte de chaque élément de 2 V : reporter les valeurs dans le même tableau que celui des tensions et comparer les mesures entre elles ; si une ou plusieurs mesures sont très différentes, refaire ces mesures après une charge d'égalisation et encore une nouvelle fois après quelques jours dans un état de charge intermédiaire. Si les densités restent très différentes, il faudra songer au remplacement des batteries si la capacité n'est plus suffisante.

☐ **Batterie fermée**

Mesure de la tension.

Contrôle de l'aspect : boîtier normal, non déformé, bornes propres (sinon à nettoyer), bouchons de valves de surpression non déformés, pas de traces d'électrolyte en surface (ce qui indiquerait une forte surcharge avec perte d'acide).

■ Lampes

Le contrôle des récepteurs se fait en général régulièrement lors de leur utilisation. Cependant les *tubes des lampes fluorescentes vieillissent* avec le temps et le nombre d'enclenchements. Lorsqu'une lampe fluorescente DC ne s'enclenche pas facilement, contrôler que l'usure des électrodes (halo noir) est identique à chaque extrémité du tube, sinon retourner la lampe dans son socle (tube en U) ou inverser les extrémités (tube droit) et essayer de nouveau de l'enclencher. Le halo noir apparaissant aux extrémités provient de la dégradation des électrodes qui perdent un peu de matière à chaque enclenchement à froid ou si l'onde n'est pas symétrique (composante continue). Il est recommandé d'avoir en réserve des tubes fluorescents qui sont souvent difficiles à obtenir dans les commerces traditionnels. Si la température ambiante est très basse (chalet en hiver par exemple), attendre qu'elle soit remontée si l'enclenchement des lampes était impossible – on peut également ôter le tube et le réchauffer ailleurs (sans problème jusqu'à 50 °C) si on a absolument besoin de lumière dans la pièce froide. Lorsque l'enclenchement reste impossible, ne pas insister pour éviter de faire surchauffer le ballast qui en général doit dissiper plus d'énergie à l'enclenchement.

Pour l'entretien des lampes économiques fonctionnant en 230 VAC, on n'a pas accès au tube, donc lorsqu'elles ne démarrent plus, il faut les changer. Cependant, la remarque concernant la température reste valable et on peut éventuellement réchauffer une lampe avant de la faire fonctionner au froid si elle ne démarrait pas.

Copyright © 2009 Dunod.

BIBLIOGRAPHIE

■ Ouvrages généralistes

Séverine Martrenchard-Barra, *Lumière Matière*, CNRS Éditions, Centre de vulgarisation de la connaissance, coll. « Nature des Sciences ».

C. Vauge et M. Bellanger, *L'aube des énergies solaires*, Hachette, 1984.

A. Ricaud, *Photopiles solaires – De la physique de la conversion photovoltaïque aux filières, matériaux et procédés*, Cahiers de Chimie, Presses polytechniques et universitaires romandes, 1997. www.ppur.com

Anne Labouret *et al.*, *Cellules solaires : les bases de l'énergie photovoltaïque*, Dunod, coll. « ETSF », 4e édition, 2005.

Jean-Paul Louineau, *Guide pratique du solaire photovoltaïque, dimensionnement, installation et maintenance*, éditions Systèmes solaires, 2e édition, 2005.

■ Revues et sites d'informations économiques et techniques

Revue Systèmes solaires – Le journal des énergies renouvelables – 146 rue de l'Université 75 007 Paris et le baromètre photovoltaïque d'OBSERV'ER : http://www.energies-renouvelables.org/observ-er/stat_baro/observ/baro190.pdf

Photon International – The Photovoltaic Magazine, Solar Verlag GmbH (Allemagne) – www.photon-magazine.com

Cythélia, *La lettre du solaire*, Savoie-Technolac, Bât. Aero, 73 370 Le Bourget du Lac, avril 2009, vol. 9, n° 4.

www.photovoltaique.info

http://www.solarbuzz.com/Marketbuzz2009-intro.htm

Renewable Energy World : http://www.renewableenergyworld.com/rea/magazine

■ Documents nationaux (France)

Dossier de presse du ministère de l'écologie, de l'énergie, du développement durable et de l'aménagement du territoire : *Grenelle Environnement : Réussir la transition énergétique : 50 mesures pour un développement des énergies renouvelables à haute qualité environnementale* – 17 novembre 2008 : www.developpement-durable.gouv.fr

© Dunod – La photocopie non autorisée est un délit.
Copyright © 2009 Dunod.

Critères d'éligibilité des équipements de production d'électricité photovoltaïque pour le bénéfice de la prime d'intégration au bâti : http://www.industrie.gouv.fr/energie/electric/pdf/guide-integration.pdf

Normes et directives européennes

Commission électrotechnique internationale – International Electrotechnical Commission : www.iec.ch

TUV (organisme de certification des modules photovoltaïques) : http://www.tuv.com/de/en/pv_module_certification.html

Restriction of Hasardous Substances (RoHS) : Directive 2002/95/CE du parlement européen, texte en français téléchargeable sur le site http://europa.eu.int

www.minergie.ch : standard suisse de maisons à faible énergie.

Laboratoires

Centrale expérimentale en Suisse italienne : www.leee.supsi.ch

Laboratoire photovoltaïque et couches minces électroniques, Institut de Microtechnique, Université de Neuchâtel (Suisse).

Laboratoire de physique des interfaces et des couches minces, École Polytechnique, Palaiseau (France).

Laboratoire de physique et applications des semi-conducteurs PHASE/CNRS à Strasbourg (France).

Données de rayonnement solaire et logiciels de dimensionnement

W. Palz, *Atlas Européen du rayonnement solaire*, Verlag TÜV Rheinland, 1984.

http://www.meteotest.ch/

http://www.pvsyst.com

http://eosweb.larc.nasa.gov/sse/

http://www.retscreen.net

http://re.jrc.ec.europa.eu/pvgis/index.htm

ISCCP (International Satellite Cloud Climatology Project) : http://fisccp.giss.nasa.gov/isccp.html

PVGIS : http://re.jrc.ec.europa.eu/pvgis/index.htm

Technologie des panneaux solaires

Pour un annuaire de tous les producteurs : www.solarbuzz.com

Photovoltaic International – Second edition 2008 – www.pv-tech.org

P.-J. Verlinden, R.-M. Swanson et R.-A. Crane, *High Efficiency Silicon Point-Contact Solar Cells for Concentrator and High Value One-sun Applications, Proceedings 12th EC Photovoltaic Solar Energy Conference*, Amsterdam, avril 1994, pages 1477-1480.

Copyright © 2009 Dunod.

■ **Comparaison des technologies de panneaux**

K.-W Jansen et al., *The Advantages of Amorphous Silicon Photovoltaic Modules in Grid-Tied Systems,* Photovoltaic Energy Conversion, Conference Record of the 2006 IEEE 4th World Conference, mai 2006, vol. 2, pages 2 363-2 366.

S. Adhikari et al., *Comparison of Amorphous and Single Crystal Silicon Based Residential Grid Connected PV systems : case of Thailand*, Technical Digest of the International PVSEC-14, Bangkok, Thailand, 2004.

■ **La connexion au réseau**

Rhonalpénergie-environnement, *Guide Perseus* – édition 2007, téléchargeable sur http://www.raee.org/administration/publis/upload_doc/20071121090955.pdf

Documentation détaillée sur les démarches, les aides et conditions de rachat : www.hespul.org

■ **Systèmes autonomes et électrification rurale**

Directives générales pour l'utilisation des EnR dans l'Électrification rurale décentralisée (Directives ERD), juin 1997.

X. Vallvé, G. Gafas, *Problems related to appliances in stand-alone PV power systems*, disponible sur le site www.iea-pvps.org

International Energy Agency PVPS Task 3, *Managing the Quality of Stand-Alone Photovoltaic Systems – Recommended Practices*, www.iea-pvps.org

Christophe de Gouvello et Yves Maigne (dir.), *L'Électrification rurale décentralisée, une chance pour les hommes, des techniques pour la planète*, éditions Systèmes solaires, 2000.

Fondation Énergies pour le Monde (dir.), Hubert Bonneviot (Consultant indépendant), *Adduction d'eau potable avec pompe photovoltaïque – Pratiques et recommandations de conception et d'installation*.

The Cold Chain Product Information Sheets, *SUPDIR 55 AMT 5, Expanded Programme on Immunization*, World Health Organization, 1 211 Geneva 27, Switzerland.

X. Vallvé et al., *Key parameters for quality analysis of multi-user solar hybrid grids (MSGs)*, 17th European Solar Energy Conference, Munich, octobre 2001.

J. Agredano et al., *The Mexican Experience – Proceedings on PV Hybrid Power Systems Conference, Hybrid Systems*, Aix-en-Provence, 7-9 septembre 2000.

■ **Batteries, régulateurs, onduleurs, protections**

International Energy Agency PVPS Task 3, *Management of batteries used in Stand Alone PV Power Supply Systems* : www.iea-pvps.org

D. Berndt, « Valve-regulated lead-acid batteries », *Journal of Power Sources*, n° 100, 2001.

© Dunod – La photocopie non autorisée est un délit.
Copyright © 2009 Dunod.

International Energy Agency PVPS Task 3, *Guidelines for Selecting Lead-acid Batteries in Stand-Alone PV Power Systems* : www.iea-pvps.org

http://www.itpower.co.uk/investire/home.html

L. Torcheux, P. Laillier, « A new electrolyte formulation for low cost cycling lead acid batteries », *Journal of Power Sources*, n° 95, 2001.

R.-H. Newnham, W.-G.-A. Baldsing, « Benefits of partial-state-of-charge operation in remote-area power-supply systems », *Journal of Power Sources*, n° 107, 2002.

M. Perrin et al., « Extending cycles life of lead-acid batteries : a new separation system allows the application of pressure on the plate group », *Journal of Power Sources*, n° 105, 2002.

International Energy Agency PVPS Task 3, *Recommended Practices for Charge Controllers,* PVPS tâche 3, www.iea-pvps.org

G. Moine, *Protection contre les effets de la foudre dans les installations faisant appel aux énergies renouvelables,* Ademe, juin 2001.

Copyright © 2009 Dunod.

ORGANISMES ET ASSOCIATIONS

France

ADEME (Agence de l'environnement et de la maîtrise de l'énergie)

75 – Paris
et implantations régionales disponibles sur le site : http://www.ademe.fr

CLER (Comité de liaison des énergies renouvelables)

93 – Montreuil
http://www.cler.org

Association HESPUL

Efficacité énergétique et énergies renouvelables, photovoltaïque raccorde au réseau.
Espace Info Énergie du Rhône
69 – Villeurbanne
http://www.hespul.org

Enerplan

Association professionnelle de l'énergie solaire
13 – La Ciotat
http://www.enerplan.asso.fr

SER (Syndicat des énergies renouvelables)

Le Syndicat des énergies renouvelables et sa commission photovoltaïque SOLER, le groupement français des professionnels du solaire photovoltaïque
75 – Paris
http://www.enr.fr

CIDFER (Centre d'information, de documentation et de formation sur les énergies renouvelables)

146, rue de l'Université – 75 007 Paris
http://www.energies-renouvelables.org/centre_ressources.asp

Copyright © 2009 Dunod.
© Dunod – La photocopie non autorisée est un délit.

FONDEM (Fondation Énergie pour le monde)

146, rue de l'Université – 75 007 Paris
http://www.energies-renouvelables.org/accueil_fondation.asp

Technosolar

Association des installateurs photovoltaïciens et thermiciens solaires
66 – Ria
http://www.technosolar.fr/

■ Suisse

OFEN (Office fédéral de l'énergie)

CH-3003 Berne
http://www.bfe.admin.ch/?lang=fr

Swissolar

Association suisse des professionnels de l'énergie solaire
CH-8005 Zurich
http://www.swissolar.ch/fr/

BIPV

Organisme s'occupant de photovoltaïque intégré et présentant la liste des produits agréés.
CH-6952 Canobbio
http://www.bipv.ch/base_f.asp

Swissgrid

Opérateur gérant les achats d'électricité renouvelable.
CH-5070 Frick
http://www.swissgrid.ch/

■ Europe

EPIA (European Photovoltaic Industy Association)

Association dans le secteur de l'industrie consacrée à la promotion de l'électricité solaire. Inclut des objectifs, des nouvelles, des aspects technologiques, des publications, des événements et des contacts…
http://www.epia.org

Copyright © 2009 Dunod.

INDEX

Copyright © 2009 Dunod.
© Dunod – La photocopie non autorisée est un délit.